

Tuulivoiman syöttötariffijärjestelmän toimivuus ja tuulivoiman esteet Suomessa

Kansantaloustiede
Maisterin tutkinnon tutkielma
Aleksi Urho
2013

Tekijä Aleksi Urho

Työn nimi Tuulivoiman syöttötariffijärjestelmän toimivuus ja tuulivoiman esteet Suomessa

Tutkinto Kauppatieteiden maisterin tutkinto

Koulutusohjelma Taloustiede

Työn ohjaaja(t) Matti Liski

Hyväksymisvuosi 2013**Sivumäärä** 99 s. + liit. 2 s.**Kieli** Suomi

Tiivistelmä

EU:n asettamat energiatavoitteet ja Suomen hallituksen linjaukset ovat johtaneet uusiutuvien energialähteiden tukitoimien uudistamiseen Suomessa. Vuonna 2011 Suomessa otettiin käyttöön uusi syöttötariffijärjestelmä uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön osalta. Järjestelmässä tuulivoimalla tuotetulle sähkölle maksetaan takuuhintaa, joka on 83,50 €/MWh. Nopeille investoijille on lisäksi bonus; ensimmäiset kolme vuotta maksetaan korotettua takuuhintaa 105,30 €/MWh, joka on voimassa vain vuoteen 2015 asti.

Syöttötariffijärjestelmän ensimmäiset vuodet ovat kuitenkin olleet tuulivoiman kasvun osalta epäonnistuneita. Tutkimukseni tavoitteena on selvittää johtuuko tuulivoiman hidas kasvu syöttötariffijärjestelmän toimimattomuudesta vai kenties muista tekijöistä. Toteutan kvantitatiivisen tutkimuksen uuden syöttötariffijärjestelmän toimivuudesta ja vertaan sitä vanhaan energia- ja verotukijärjestelmään. Tarkoituksena on myös selvittää tuulivoimarakentamisen suurimmat esteet.

Syöttötariffijärjestelmän epäkohtina voidaan pitää järjestelmään hakeutumisen ajallista ongelmaa tuulivoimapuistojen kohdalla, sähkön markkinahinnan ns. alarajaa järjestelmässä, järjestelmään hyväksyttävien voimaloiden kapasiteettirajoitteen ylärajaa sekä todentamisjärjestelmää.

Kvantitatiivisen tutkimuksen mukaan syöttötariffijärjestelmän tulisi lisätä tuulivoimarakentamista Suomessa. Uusi järjestelmä on vanhaa huomattavasti tehokkaampi, johtuen korkeammasta tukitasosta ja sähkön markkinahinnan vaihtelun aiheuttaman riskin pienenemisestä.

Syöttötariffijärjestelmä ei kuitenkaan tee tuulivoiman rakentamista kannattavaksi kaikilla alueilla. Tutkimastani neljästä tärkeimmästä tuulivoiman sijoitusalueesta, vain rannikolle ja tuntureille rakentaminen on keskimäärin kannattavaa järjestelmän myötä. Sisämaahan ja merelle tuulivoiman rakentaminen ei ole keskimäärin kannattavaa, johtuen sisämaan heikommista tuuliolosuhteista ja merkittävästi korkeammista investointi- sekä käyttö- ja ylläpitokustannuksista merellä. Nopean investoijan etu lisää tuulivoimahankkeita, mutta on käytännössä tehoton, johtuen sen määräajan pikaisesta umpeutumisesta.

Syöttötariffijärjestelmä on taloudellisesta näkökulmasta toimiva ja tuulivoiman rakentamisen hitaan kasvun syyt ovat muualla. Todelliset esteet ovat hallinnollisia. Merkittävimpiä tuulivoiman hidasteita ovat olleet tuulivoimarakentamisen viranomaisprosessin monimutkaisuus ja toimimattomuus, lentoesterajoitukset ja niiden myöntäminen, puolustusvoimien tutkajajärjestelmän yhteensovittaminen tuulivoiman kanssa sekä etäisyysohjeistus teistä ja väylistä. Joidenkin esteiden poistamiseksi on ryhdytty toimiin, mutta osa ongelmista on vielä ratkaisematta.

Avainsanat tuulivoima, syöttötariffi, syöttötariffijärjestelmä, takuuhinta, tuulivoiman esteet

Sisällysluettelo

LYHENTEET JA KÄSITTEET	IV
LISTA KUVISTA	VI
LISTA TAULUKOISTA	VI
LISTA KUVIOISTA	VII
1. JOHDANTO	1
2. TAUSTAA	6
3. TUULIVOIMA SUOMESSA	8
3.1 HISTORIA.....	8
3.2 NYKYTILA	11
3.3 TULEVAISUUS	13
4. TUULIVOIMAN SYÖTTÖTARIFFIJÄRJESTELMÄ SUOMESSA	17
4.1 JÄRJESTELMÄÄN HYVÄKSYMISEN EHDOT	20
4.2 TODENTAMINEN.....	21
4.3 SYÖTTÖTARIFFIN HAKEMINEN	23
4.4 JÄRJESTELMÄN KUSTANNUKSET	23
5. VANHA TUULIVOIMAN TUKIJÄRJESTELMÄ	27
6. SYÖTTÖTARIFFIJÄRJESTELMÄN TOIMIVUUS.....	28
6.1 TUULIVOIMAN TALOUDELLISET PARAMETRIT	29
6.1.1 Investointikustannukset.....	31
6.1.2 Käyttö- ja ylläpitokustannukset	32
6.1.3 Muut kustannukset	33
6.1.4 Käyttöikä	34
6.1.5 Sähkön tuotantokyky.....	35
6.1.6 Pääoma	36
6.1.6.1 Oma pääoma	36
6.1.6.2 Lainapääoma	37
6.1.7 Muut taloudelliset parametrit	38
6.1.7.1 Sähkön markkinahinta.....	38
6.1.7.2 Diskonttaus.....	39
6.2 MATEMAATTISEN MALLIN ESITTELY	40
6.2.1 Lähtöoletukset	44

6.3 JÄRJESTELMIEN TOIMIVUUS JA PAREMMUUS	44
6.3.1 Kannattavuuslaskelmat.....	45
6.3.1.1 Perusmalli.....	45
6.3.1.2 Nopean investoijan etu	51
6.3.2 Takuuhinnan oikeellisuus.....	53
6.3.3 Herkkyysanalyysit.....	57
6.3.3.1 Sähkön markkinahinnan vaikutus.....	57
6.3.3.2 Takuuhinnan vaikutus	62
6.3.3.3 Diskonttokoron vaikutus	63
6.3.3.4 Lainakoron vaikutus	66
6.3.3.5 Investointikustannusten vaikutus	66
6.3.3.6 Huipunkäyttöaika.....	67
6.4 YHTEENVETO SYÖTTÖTARIFFIJÄRJESTELMÄN TOIMIVUUDESTA.....	68
6.4.1 Merituulivoima.....	70
7. TUULIVOIMAN TODELLISET ESTEET	71
7.1 TUULIVOIMARAKENTAMISEN VIRANOMAIKSESSA.....	71
7.2 LENTOESTERAJOITUKSET	73
7.3 PUOLUSTUSVOIMIEN TUTKAJÄRJESTELMÄ	74
7.4 ETÄISYYSOHJEISTUS TEISTÄ JA VÄYLÄSTÄ	75
8. JOHTOPÄÄTÖKSET.....	76
LÄHDELUETTELO.....	81
LIITTEET	
LIITE 1. YHTEENVETO SYÖTTÖTARIFFIJÄRJESTELMÄN LAITOKSISTA 1.10.2013	
LIITE 2. TUULIVOIMALAN PARAMETRIT ERI ALUEILLA	

Lyhenteet ja käsitteet

AEE = Spanish Wind Energy Association

BMU = Germany Federal Environment Ministry

EMV = Energiamarkkinavirasto

EWEA = European Wind Energy Association

FIP = feed-in premium = syöttöpreemio

FIT = feed-in tariff = syöttötariffi

GWEC = Global Wind Energy Council

HE = Hallituksen esitys

HS = Helsingin Sanomat

IEA = International Energy Agency

IS = investment subsidy = investointituki

kW = kilowatti

kWh = kilowattitunti

MW = megawatti

MVA = megavoltiampeeri

MWh = megawattitunti

QS = quota system = kiintiöjärjestelmä

RES-E = renewable electricity = uusiutuvalla energialla tuotettu sähkö

RPS = renewable portfolio standards = uusiutuvan energian sertifikaatit

STY = Suomen Tuulivoimayhdistys ry

SYKE = Suomen ympäristökeskus

syöttötariffi = takuuhinta

syöttötariffijärjestelmä = takuuhintajärjestelmä

TEM = Työ- ja elinkeinoministeriö

TGC = tradable green certificates = vihreät sertifikaatit

TR = tax relief = verohelpotus

TS = tendering system = tarjouskilpailujärjestelmä

TWh = terawattitunti

VNS = Valtioneuvoston selonteko

VTV = Valtiontalouden tarkastusvirasto

YVA = Ympäristövaikutusten arviointi

Lista kuvista

Kuva 1. Vuosien 1998–2005 tukipolitiikan tehokkuusvertailu EU-27 maissa.	4
Kuva 2. Asennetun tuulivoimakapasiteetin ja tuotannon kehitys Suomessa vuosina 1992– 2011.....	8
Kuva 3. Laitoskorkeuden ja roottorin halkaisijan kehitys Suomessa.....	9
Kuva 4. Tuulivoimakapasiteetin (MW) kehitys vuosina 1992–2012 muutamassa Euroopan maassa.	10
Kuva 5. Tuulivoiman osuus sähkön kokonaiskulutuksesta EU:ssa ja sen jäsenvaltiossa.	12
Kuva 6. Tuulivoimalat Suomessa vuonna 2012.....	13
Kuva 7. Potentiaalisten tuulivoima-alueiden mahdollistamat yhteenlasketut tehomäärät ja tuulivoimaloiden kappalemäärät.....	14
Kuva 8. Potentiaalisten tuulivoima-alueiden mahdollistamat yhteenlasketut tehomäärät ja tuulivoimaloiden kappalemäärät kartalla.	15
Kuva 9. Tuulivoimalla tuotettu sähkö ja sen tulevaisuus Suomessa.....	16
Kuva 10. Sähkön markkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvon vaihtelu Suomessa.	19
Kuva 11. Sähkön markkinahinnan vuosittainen vaihtelu Suomessa.....	19
Kuva 12. Sähkön markkinahinnan kehitys vuodesta 2011 eteenpäin.	39

Lista taulukoista

Taulukko 1. HE 152/2010 arvio maksettavista tuista sähkön markkinahinnan ollessa 30 €/MWh.	24
Taulukko 2. Arvioita tukien määrästä eri sähkön markkinahinnoilla.	25
Taulukko 3. Tuulivoiman saamat tuet vanhan järjestelmän mukaan vuosina 2004–2010.	25
Taulukko 4. 3 MW tuulivoimalan tulot, kustannukset ja voitot sen elinkaaren ajalta diskontattuna nykyhetkeen.	45
Taulukko 5. Maksetut tuet 3 MW tuulivoimalalle koko sen elinkaaren ajalta (tukia ei ole diskontattu).	48
Taulukko 6. 3 MW tuulivoimalan tulot, kustannukset ja voitot sen elinkaaren ajalta diskontattuna nykyhetkeen neljällä tärkeimmällä tuulivoima-alueella.....	49
Taulukko 7. 3 MW tuulivoimalan tulot, kustannukset ja voitot sen elinkaaren ajalta diskontattuna nykyhetkeen nopean investoijan etu huomioden.	51

Taulukko 8. 3 MW tuulivoimalan tulot, kustannukset ja voitot sen elinkaaren ajalta diskontattuna nykyhetkeen neljällä tärkeimmällä tuulivoima-alueella nopean investoijan etu huomioiden.....	52
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

Lista kuvioista

Kuvio 1. Tulot tuulivoimalan elinkaaren ajalta.....	46
Kuvio 2. Kustannukset tuulivoimalan elinkaaren ajalta.	46
Kuvio 3. Voittot tuulivoimalan elinkaaren ajalta.	47
Kuvio 4. Tulot tuulivoimalan elinkaaren ajalta eri alueilla.	50
Kuvio 5. Kustannukset tuulivoimalan elinkaaren ajalta eri alueilla.....	50
Kuvio 6. Voittot tuulivoimalan elinkaaren ajalta eri alueilla.....	51
Kuvio 7. Takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen.....	54
Kuvio 8. Takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen kun investointikustannukset nousevat 10 %.	55
Kuvio 9. Takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen kun huipunkäyttöaika pienenee 10 %.	56
Kuvio 10. Sähkön markkinahinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen.....	58
Kuvio 11. Sähkön markkinahinnan vaikutus maksettuihin tuulivoiman tukiin.	58
Kuvio 12. Sähkön markkinahinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen korjatulla oman pääoman tuottovaatimuksella.	59
Kuvio 13. Sähkön markkinahinnan ja takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa mallissa.	60
Kuvio 14. Sähkön markkinahinnan ja takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa ja vanhassa mallissa.....	61
Kuvio 15. Sähkön markkinahinnan vaikutus maksettuihin tuulivoimalan tukiin ilman alarajaa.	62
Kuvio 16. Diskonttokoron ja sähkön markkinahinnan vaikutukset tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa mallissa (a).....	63
Kuvio 17. Diskonttokoron ja sähkön markkinahinnan vaikutukset tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa mallissa (b).....	64

Kuvio 18. Diskonttokoron ja takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa mallissa.	65
Kuvio 19. Diskonttokoron ja takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa ja vanhassa mallissa.....	65
Kuvio 20. Lainakoron ja sähkön markkinahinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen. ..	66
Kuvio 21. Investointikustannusten vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen.....	67
Kuvio 22. Huipunkäyttöajan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen.	68

1. Johdanto

Kasvava energiantarve ja huoli ympäristöstä sekä tulevaisuudesta on johtanut uusiutuvan energian tuotannon kasvuun ympäri maailmaa. Uusiutuvilla energialähteillä tuotetun energian kalleus vaikeuttaa kuitenkin tuotannon lisäämistä. Energiapolitiikan rooli on noussut keskeiseksi keinoksi lisätä uusiutuvien energialähteiden käyttöä. Euroopassa ja muuallakin maailmassa on käytössä monia erilaisia tukijärjestelmiä uusiutuvilla energiamuodoilla tuotetun energian lisäämiseksi (ks. esim. Saidur ym. 2010; Gonzalez 2008; Meyer & Koefoed 2003; Wang & Cheng 2012; Lund 2011). Erilaisiin tukimalleihin kuuluu muun muassa investointituki-, verotuki-, syöttötariffi-, syöttöpremio- ja vihreät sertifikaattijärjestelmät. Vuoden 2012 alussa maailmanlaajuisesti 109 maassa oli käytössä jonkinlainen uusiutuvan energian tukemisjärjestelmä (REN21 2012, 66).

Tukijärjestelmät ovat usein maa- tai osavaltiokohtaisia eikä rakenteeltaan täysin samanlaisia järjestelmiä juuri esiinny, vaan jokainen sovittaa parhaaksi näkemänsä tukijärjestelmän vastaamaan oman alueensa tavoitteita muokkaamalla tukitasoja, soveltamisaloja, kapasiteettia ynnä muita tekijöitä. Tukijärjestelmät voidaan kategorisoida pääasiallisten tukimenetelmiensä perusteella suurempien luokkien alle, joiden sovelluksina niitä voidaan pitää. Kirjallisuudessa esiintyviä luokkia ovat syöttötariffi- engl. feed-in tariff (FIT), syöttöpremio- engl. feed-in premium (FIP), kiintiö- engl. quota system (QS) (sis. uusiutuvan energian sertifikaatit engl. renewable portfolio standards (RPS) ja vihreät sertifikaatit engl. tradable green certificates (TGC)), investointituki- engl. investment subsidy (IS), verohelpotus- engl. tax relief (TR) ja tarjouskilpailujärjestelmät engl. tendering system (TS).

Tukijärjestelmäluokat voidaan jakaa hinta- tai määräperusteisiin, riippuen poliittisten toimien suuntauksesta (ks. esim. EWEA 2009, 226; Menanteau ym. 2003, 802). Hintaperusteiset tukijärjestelmät perustuvat uusiutuvilla energialähteillä tuotetun energian taloudelliseen tukemiseen. Esimerkkinä hintaperusteisista järjestelmistä ovat investointituki-, verohelpotus- ja syöttötariffi- sekä syöttöpremiojärjestelmät. Määräperusteiset järjestelmät puolestaan pyrkivät tietyn ennalta asetetun energiamäärän tuottamiseen uusiutuvilla energialähteillä, esimerkiksi kiintiöiden, rajoitusten tai velvoitteiden kautta. Määräperusteisia tukijärjestelmiä ovat esimerkiksi tarjouskilpailu-, uusiutuvan energian sertifikaatti- ja vihreät sertifikaattijärjestelmät.

Tukijärjestelmien välillä voidaan tehdä jako myös suoriin ja epäsuoriin poliittisiin toimiin tai ohjelmiin niiden tavoitteiden mukaan (EWEA 2009, 226; Mathew 2006, 214). Suorat toimet pyrkivät edistämään uusiutuvia energialähteitä välittömästi, kun taas epäsuorat keskittyvät parantamaan pitkänaikavälin tukirakennetta. Muita luokittelumahdollisuuksia ovat tukijärjestelmien jakaminen investointikannustimiin, tuotantokannustimiin ja poliittisiin kannustimiin (ks. esim. Mathew 2006, 215).

Tuulivoimasta puhuttaessa tukijärjestelmät ovat hyvin merkittävä tekijöitä, koska tuulivoima sähköntuotannossa ei ole vielä kilpailukykyinen muihin sähköntuotantomuotoihin verrattuna. Niillä voi olla jopa suurempi vaikutus kuin esimerkiksi itse tuulisuudella. Iso-Britanniassa, joka on erittäin tuulista aluetta, tuulipuistojen huipunkäyttöajat (huipunkäyttöaika kertoo tuuliresurssista ja sen hyödyntämisestä, ks. 6.1.5 Sähköntuotantokyky) ovat tyypillisesti 3000–4000 h/a ja tuulivoimakapasiteettia on käytössä vain 8445 megawattia. Vastaavasti Saksassa, jossa tuulivoimalaitosten huipunkäyttöaika on tyypillisesti 1000–2000 h/a, asennettua tuulivoimakapasiteettia on 31308 megawattia. Toimivalla tukijärjestelmällä voidaan siis vaikuttaa merkittävästi tuulivoiman kasvuun.

Yksi ensimmäisiä merkittäviä uusiutuvan energian tukijärjestelmiä oli Yhdysvalloissa vuonna 1978 käyttöön otettu PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act), joka johti historian ensimmäiseen tuulienergiabuumiin (Ackermann 2005, 11). Kyseinen tukijärjestelmä perustui uusiutuvan energian verohelpotuksiin. 1980-luvulla tuulivoiman taloudellinen tuki laski Yhdysvalloissa, mutta lähti nousuun Euroopassa, jossa 90-luvulle tultaessa tukijärjestelmät perustuiivat pääasiassa kiinteisiin syöttötariffijärjestelmiin. Euroopan poliittiset toimet ovatkin nostaneet sen maailman tuulivoimatuotannon huipulle (EWEA 2012a; EWEA 2012b). EWEA:n (2012a) mukaan siellä pysyminen vaatii toimien jatkamista myös tulevaisuudessa.

Nykypäivänä suosituimpia tukijärjestelmiä ovat syöttötariffi- eli feed-in tariff (FIT) ja uusiutuvan energian sertifikaattijärjestelmät eli tradable green certificates (TGC) ja renewable portfolio standards (RPS). FIT-malli oli käytössä vuoden 2012 alussa 65 maassa ja 27 osavaltiossa ympärimaailman ja TGC/RPS-malli 18 maassa ja ainakin 53 muulla lainkäyttöalueella (REN21 2012, 14). Syöttötariffi on myös suosituin uusiutuvalla energialla tuotetun sähkön (RES-E) tukijärjestelmä EU-maissa (Jenner ym. 2013, 386).

Uusiutuvan energian tukimuotoja on tutkittu laajalti ympäri maailmaa (esim. Menanteau ym. 2003; Saidur ym. 2010; Haas ym. 2011a; Jenner ym. 2013). Toimivimmasta ja tehokkaimmasta järjestelmästä on käyty kiivasta keskustelua. Suurimman huomion ovat saaneet syöttötariffit (FIT) ja vihreät sertifikaatit (TGC), joiden alle voidaan luokitella esimerkiksi suurin osa EU-maiden tukimalleista. Vaikka uusiutuvien energialähteiden tukeminen on eriytynyt erillisille poluille maiden välillä, ovat tukijärjestelmät lähentyneet ajan saatossa kohti näitä kahta yleisimmin käytettyä tukimuotoa (Lipp 2007; ks. myös Kitzing ym. 2012). Kirjallisuudesta löytyy monia tehokkuus ja paremmuus vertailuja syöttötariffien ja vihreiden sertifikaattien välillä (ks. esim. Haas ym. 2011b; Butler & Neuhoﬀ 2008; Fouquet & Johansson 2008).

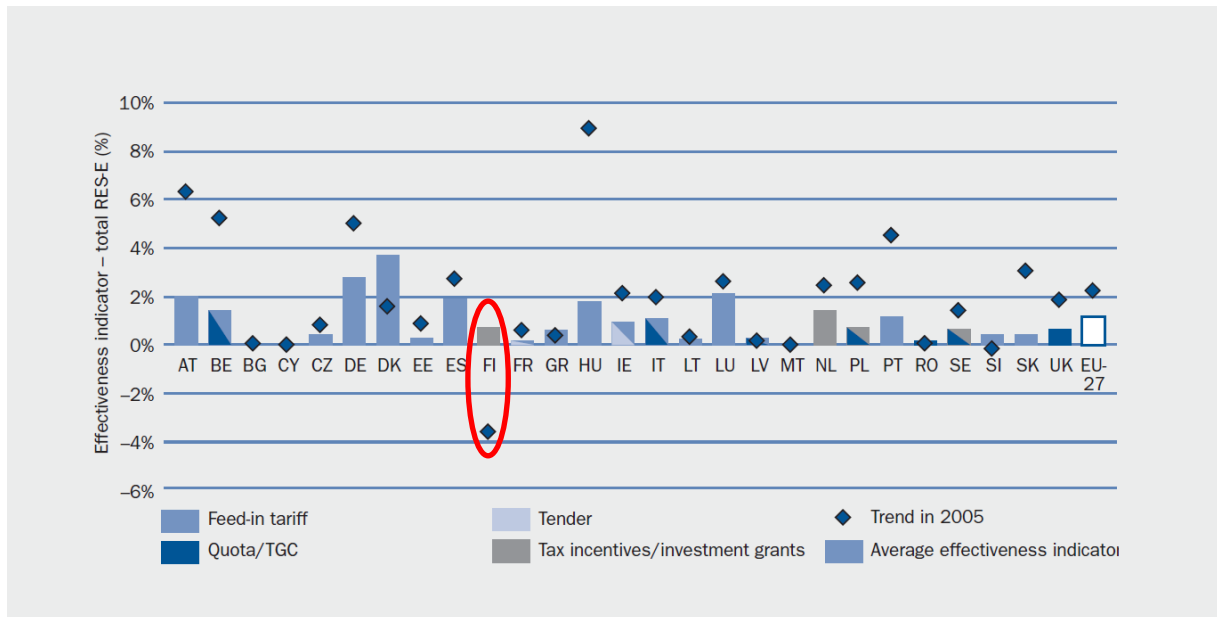
Syöttötariffi (FIT) on monen tutkimuksen mukaan tehokkain tapa tukea uusiutuvia energialähteitä (ks. esim. Butler & Neuhoﬀ 2008; Fouquet & Johansson 2008; Alishahi ym. 2011; Dong 2012; Mitchell ym. 2006; Toke 2007; Bürer & Wüstenhagen 2009). Syöttötariffijärjestelmien toimivuudesta käytännössä on useita menestystarinoita; esimerkiksi Espanjan tuulivoiman onnistumisesta on kirjoittanut Gonzalez (2008) ja Tanskan toimivasta tukipolitiikasta Meyer & Koefoed (2003). Yksimielisyyttä asiasta ei kuitenkaan ole ja muitakin mielipiteitä kirjallisuudessa esiintyy. Esimerkiksi Hiroux & Saguan (2010) mukaan teollisen tuulivoiman tukemiseksi Euroopassa tasapainoisin tukimuoto on syöttöpreemiomalli. Jenner ym. (2013) eivät puolestaan löytäneet vakuuttavia todisteita siitä, että syöttötariffijärjestelmä tukisi juuri tuulivoiman kehitystä (ks. myös Dinica 2008).

Huolimatta valitusta tukimallista, tärkeintä on suunnitella tukijärjestelmä huolellisesti. Huonosti suunniteltu tukijärjestelmä voi olla haitaksi ja tulla kalliiksi niin taloudellisesti kuin yhteiskunnallisesti. Empiiristä näyttöä tukipolitiikan hyvän suunnittelun ja markkinoiden yhteensovittamisen tärkeydestä tarjoaa Jenner ym. (2013).

Vaikka uusiutuvan energian kilpailukyky on ajan saatossa kasvanut ja on aiempaa parempi, joudutaan sitä edelleen tukemaan Suomessa (Valtioneuvoston selonteko 2008). Vuodesta 1997 lähtien Suomessa uusiutuvilla energialähteillä tuotettua sähköä on tuettu investointi- ja verotuilla, kunnes vuonna 2011 Suomikin siirtyi syöttötariffijärjestelmän käyttöön uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön osalta, jonka piiriin kuuluvat tuuli-, biokaasu-, metsähake- ja puupolttoainevoimalat. Nykyään investointi- ja verotukia on käytetty vaihtelevasti lähinnä täydentävinä tuki-instrumentteina muualla maailmassa. Suomessa ja Maltalla ne olivat kuitenkin pääinstrumentteja uusiutuvan energian tuottamisessa vielä 2010-luvulla tulta-

essa. Ennen uuden syöttötariffijärjestelmän käyttöönottoa vuonna 2010 Ragwitzin ym. (2011) riippumattoman arvioinnin mukaan Suomen uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tukitaso oli Euroopan keskiarvoa huomattavasti alhaisempi ja varsinkin biokaasun, tuulen ja auringon osalta erittäin heikko, joten kovin tehokkaasta tai edes toimivasta järjestelmästä tuskin voitiin puhua (ks. myös kuva 1).

Kuva 1. Vuosien 1998–2005 tukipolitiikan tehokkuusvertailu EU-27 maissa.



Lähde: EWEA 2009, lisätty tehostesoikio

EWEA (2009, 237) kertoo myös, että Suomen tukitaso on ollut liian matala, jotta tuulivoiman kapasiteetti saataisiin lähtemään edes jonkinasteiseen nousuun. Muita merkittäviä heikkouksia olivat epävarmuus tukijärjestelmän pitkäaikaisuudesta ja uusiutuvien ensisijaisuus verkkoon pääsyssä (Ragwitz ym. 2011, 29). Tuulivoiman osalta suurimmat esteet riittämättömän tukijärjestelmän lisäksi emt. (2011, 28–29) mukaan olivat aluesuunnittelun puutos kansallisella tasolla, hallinnollisten prosessien puutteellinen toimivuus, valitusprosessit sekä liian pitkät lupahakemusketjut. Infrastrukturi ja sähköverkko olivat kuitenkin erittäin hyviä uusiutuvien energialähteiden lisäämiseksi. Lähtökohdat olivat siis kaikesta huolimatta kunnossa ja tukijärjestelmän uusimisen, yhdessä tukitason noston kanssa, uskottiin johtavan tuulivoiman runsaaseen kasvuun.

Suomen uuden syöttötariffijärjestelmän ensimmäisinä vuosina tuulivoiman kasvu ei ole kuitenkaan vastannut odotuksia ja on ollut kerrassaan heikkoa (ks. Turkia & Holttinen 2013; EWEA 2013). Elokuun 2012 loppuun mennessä tuulivoiman syöttötariffijärjestelmän kiintiöstä (2500 megavoltttiampeeria) oli täytetty vasta 105 megavoltttiampeeria eli hieman yli neljä prosenttia (Energiamarkkinavirasto 2012, 11). Pyrin tutkielmassani selvittämään, johtuuko tuulivoiman hidas kehitys uuden syöttötariffijärjestelmän tehottomuudesta vai onko taustalla muita tukijärjestelmästä riippumattomia syitä. Otan kantaa siihen, onko Suomen syöttötariffijärjestelmä toimiva ja kannattava uudistus, ja mitkä ovat tuulivoiman rakentamisen suurimmat esteet.

Tutkimuksen tavoitteena on selvittää tuulivoiman syöttötariffijärjestelmän toimivuutta taloudellisessa mielessä sekä käytännössä. Tarkoituksena on käsitellä myös tuulivoiman rakentamisen muita esteitä; miksi tuulivoiman rakentaminen ei ole lähtenyt niin voimakkaaseen kasvuun kuin uuden järjestelmän arveltiin edesauttavan? Käsitelen työssäni pääasiassa teollista tuulivoimaa, koska pientuulivoiman rakentamista koskevat eri käytännöt ja syöttötariffijärjestelmä on luotu suuremman kokoluokan tuulivoiman käyttöön ja leviämiseen.

Luonnehdin työssäni ensin hieman tuulivoimaa Suomessa, sen historiaa, nykytilaa ja tulevaisuutta, minkä jälkeen esittelen Suomen valitseman uuden tuulivoiman tukijärjestelmän. Pyrin nostamaan esiin sen epäkohtia ja mahdollisia kompastuskiviä sekä pohtimaan järjestelmän toimivuutta tuulivoiman lisääjänä. Toteutan myös kvantitatiivisen tutkimuksen uuden syöttötariffijärjestelmän toimivuudesta ja vertaan sitä vanhaan tukijärjestelmään, joka perustui energia- ja verotukiin. Vertailen mallien taloudellisia ominaisuuksia kuten vaikutuksia tuulivoimalatuottajien tuloihin, kustannuksiin ja kannattavuuksiin. Pyrin käsittelemään myös järjestelmien yhteiskunnalle aiheuttamia kustannuksia. Lopuksi tuon esiin tuulivoiman laajamittaisen leviämisen tiellä olevia muita esteitä ja mahdollisia parannusehdotuksia sekä arvioin tuulivoiman ja sen syöttötariffijärjestelmän tulevaisuutta.

Luvussa kaksi taustoitan ja pohdin aihetta. Luvussa kolme kerron lyhyesti tuulivoimasta Suomessa, sen historiasta, nykytilasta ja tulevaisuudesta. Tuulivoiman syöttötariffijärjestelmä on esitelty luvussa neljä sekä vanha energia- ja verotukimalli luvussa viisi. Luku kuusi käsittelee tuulivoiman syöttötariffijärjestelmän toimivuutta. Aloitan sen esittelemällä tuulivoiman tärkeimpiä taloudellisia parametreja, jonka jälkeen kuvailen tutkimukseni pohjalla olevan matemaattisen mallin. Tämän jälkeen tutkin Suomen syöttötariffijärjestelmän toimivuutta ja

vertaan sitä aikaisempaan järjestelmään. Yhteenveto syöttötariffijärjestelmän toimivuudesta löytyy kappaleesta 6.4. Kuudennen luvun tulkinnan jälkeen paneudun tuulivoiman todellisiin esteisiin luvussa seitsemän. Johtopäätökset on tehty luvussa kahdeksan.

2. Taustaa

Euroopan unionin tavoite ilmastolämpenemisen pysäyttämiseksi pitkällä aikavälillä kahteen asteeseen on aiheuttanut muutospainetta energiantuotannossa ja kulutuksessa. EU on asettanut jäsenvaltioilleen välitavoitteeksi kasvihuonekaasupäästöjen vähentämisen 20 prosentilla vuoden 1990 tasosta, uusiutuvien energialähteiden osuuden lisäämisen 20 prosenttiin koko energiantuotannosta sekä energiatehokkuuden parantamisen 20 prosentilla vuoteen 2020 mennessä (esim. Euroopan komissio 2010). Uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisdirektiivin 2009/28/EY mukaisesti Suomen on nostettava uusiutuvan energian käytön osuus energian loppukäytöstä 38 prosenttiin vuoteen 2020 mennessä. Valtioneuvoston selonteon (2008) mukaan suurimmat lisäykset uusiutuvien energialähteiden kasvussa Suomen sähköntuotannossa tulisi tuulivoimasta. Hallitus on linjannut vuoden 2008 Ilmasto- ja energiastrategiassa sekä Kansallisessa uusiutuvan energian toimintasuunnitelmassa (2010), että tuulivoiman osalta tavoitteena on kuuden terawattitunnin tuotanto vuonna 2020, joka merkitsee noin 2500 megawatin tuulivoimakapasiteettia ja karkeasti arvioituna runsasta 800 tuulivoimalaitosta. Näiden tavoitteiden saavuttaminen on edellyttänyt uusiutuvaa energiaa koskevien tukitoimien uudistamista ja uusiutuvan energian syöttötariffin käyttöönottamista.

Työ- ja elinkeinoministeriö (2009a) asetti 5.11.2008 työryhmän tekemään ehdotuksen uusiutuvaa energiaa koskevan syöttötariffin rakenteesta ja suuruudesta. Uusi syöttötariffijärjestelmä otettiin käyttöön 25.3.2011 (Valtioneuvoston asetus 258/2011). Uuden järjestelmän luomien ei ole ollut mutkatonta. Lakiesitys kohtasi perustuslaillisia ongelmia ja siihen jouduttiin tekemään perinpohjaisia muutoksia, mikä viivästytti sen täytäntöönpanoa. Tämä heikensi järjestelmän luotettavuutta jo ennen kuin se oli otettu käyttöön. Sijoittajat uskoivat syöttötariffijärjestelmän valmistumiseen jo vuonna 2009, mutta kahden vuoden viivästys vähensi sen uskottavuutta ja sai aikaan negatiivisia piirteitä järjestelmän ympärille (ks. esim. Utility Week 2010). Järjestelmän viivästyminen on varmasti näkynyt tuulivoimarakentamisen kasvun puutteena vuosina 2008–2010, koska sijoittajat ovat nähneet projektien lykkäämisen houkuttelevana siihen asti kunnes uusi järjestelmä on astunut voimaan. Tämä on saattanut vaikeuttaa

Suomelle asetettujen uusiutuvan energian lisäämistavoitteiden saavuttamista vuoteen 2020 mennessä. On tärkeä kuitenkin muistaa, että tukijärjestelmän hyvä suunnittelu on elintärkeää tulevaisuuden kannalta. On tärkeämpää luoda toimiva ja vakaa tukijärjestelmä, joka toimii pidemmälläkin aikavälillä, kuin saada välitöntä kasvua keinoilla millä hyvänsä. Tukipolitiikan puutos on parempi kuin huonosti suunniteltu tukipolitiikka. Huonosti suunniteltu tukijärjestelmä voi olla taloudellisesti tehoton ja johtaa ongelmiin, joten tehokkaan ja toimivan järjestelmän merkitystä ei tule aliarvioida (esim. Lesser & Su 2008).

Tuuli on yksi puhtaimmista uusiutuvan energian lähteistä. Tuulienergia oli nopeimmin kasvava energiateknologia 1990-luvulla prosentuaalisella kapasiteetin vuosikasvulla mitattuna (Ackermann 2005, 11). Suurin osa tästä on tapahtunut Euroopassa: Vuonna 2003 noin 74 % maailman tuulienergiakapasiteetista oli asennettu Eurooppaan (Ackermann 2005, 11). Euroopan johtajuus tuulivoimateollisuudessa oli seurausta onnistuneesta energiapolitiikasta, varsinkin kehiksestä jossa määrättiin uusiutuville energialähteille maakohtaiset tavoitteet. EWEA (2012a) uskoo, että tehokkain tapa säilyttää ja laajentaa Euroopan johtava asema tuulivoimassa olisi jatkaa poliittisia velvoitteita uusiutuvalle energialle vuoteen 2030 jo olemassa olevien direktiivien osalta yhdessä tehokkaan kansallisen toteutuksen kanssa.

Viime aikoina tuulivoiman pioneirimaina tunnettujen Tanskan, Saksan, USA:n ja Espanjan lisäksi esimerkiksi Kiina ja Turkki ovat pyrkineet merkittävästi parantamaan tuulivoimateollisuuttaan, mikä on johtanut tuulivoiman kehittymiseen suurin harppauksin viimeisen vuosikymmenen kuluessa (Leung & Yang 2012, 1032). Tänä aikana maailman tuulivoimakapasiteetin keskimääräinen vuotuinen kasvu on ollut 29 % (emt. 2012, 1038). Leung & Yang'in (2012) mukaan energiapolitiikka on suuressa roolissa, jotta tuulivoimakehitys jatkaisi samalla uralla ja tulevaisuuden tavoitteet saavutettaisiin (myös esim. Saidur ym. 2010). Oikealla ja toimivalla tukipolitiikalla tuulivoima voi olla puhdas ja kestävä energiamuoto, joka tulee korvaamaan fossiiliset polttoaineet.

Tuulivoiman tulevaisuuden ensiaskeleet otettiin vuonna 1997, kun Euroopan komissio (1997) asetti uusiutuvien energialähteiden Valkoisessa kirjassa (European Commission White Paper 1997) EU-alueen tavoitteeksi asentaa 40 000 megawattia tuulivoimakapasiteettia vuoteen 2010 mennessä. Kyseiseen paperiin on kirjattu myös Suomen vuonna 1993 käynnistämä tuulivoiman edistämishjelma, jonka tavoitteena oli 100 megawatin tuulivoimakapasiteetin käyttöönotto vuoteen 2005 mennessä. Vaikka EU:n tavoite saavutettiin viisi vuotta etujassa,

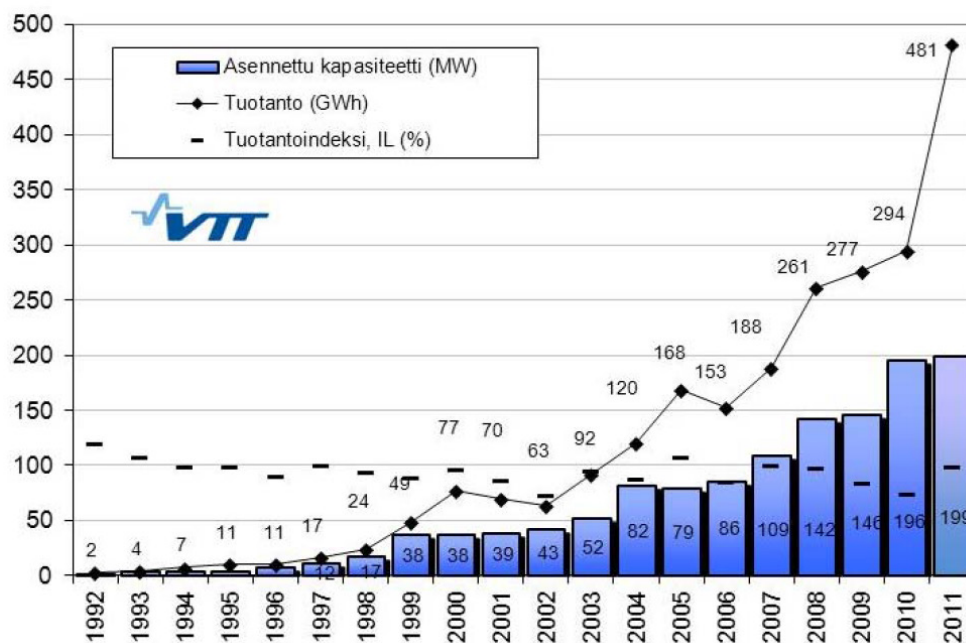
Suomen tuulivoimakapasiteetti ylitti 100 megawattia vasta vuonna 2007 (EWEA 2009; Tukia & Holttinen 2013). Miksi tuulivoima ei ole saanut Suomessa samanlaista nostetta kuin muualla Euroopassa? Löytyvätkö syyt tuulivoiman tukijärjestelmästä vai onko tiellä muita esteitä?

3. Tuulivoima Suomessa

3.1 Historia

Suomea voidaan pitää verrattain uutena toimijana teollisen tuulivoiman alalla. Ensimmäinen verkkoon kytketty tuulivoimala rakennettiin Suomeen 1986 lähinnä tutkimusmielessä, jonka jälkeen seuraava suuri askel oli vuonna 1991 Korsnäsiin perustettu tuulivoimapuisto, joka käsitti neljä (4 x 200 kW) tuulivoimalaa (Energia-Ekono Oy 1999). Tästä voidaan katsoa Suomen teollisen tuulisähkön tuotannon alkaneen. Tämän jälkeen tuulivoimaloiden määrä on kasvanut lähes vuosi vuodelta, mutta suuremman luokan noususuhdannetta ei ole tapahtunut (ks. kuva 2).

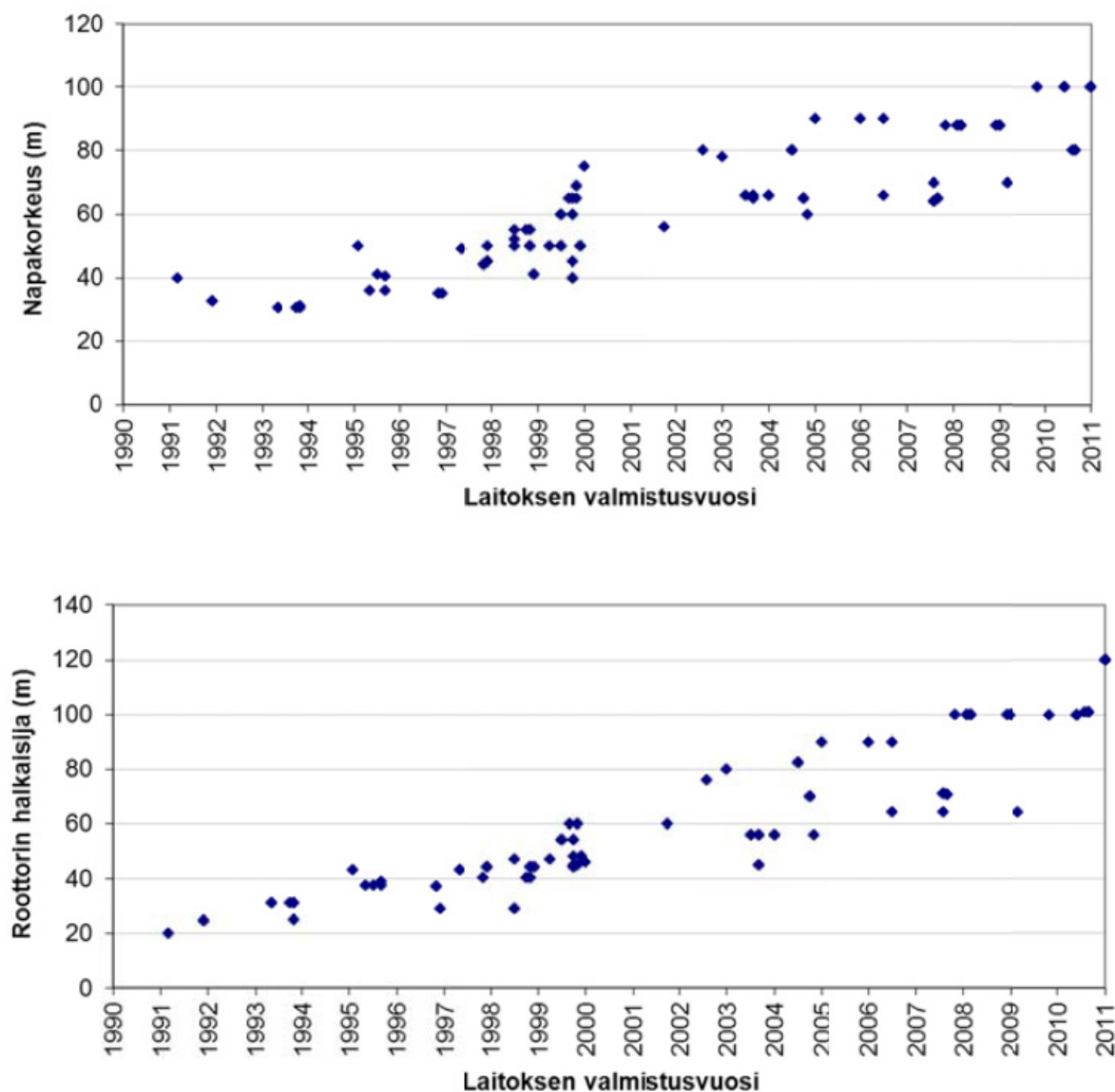
Kuva 2. Asennetun tuulivoimakapasiteetin ja tuotannon kehitys Suomessa vuosina 1992–2011.



Lähde: Turkia & Holttinen 2013, 26.

Tuulivoiman kustannukset ovat laskeneet teknologian kehityksen myötä ja suorituskyky parantunut laitokseen kasvaessa ja sijoituspaikkojen paremmalla valinnalla. Asennetun uuden kapasiteetin keskiteho on noussut vuoden 1991 170 kW:sta vuoden 2010 3080 kW:iin (Turkia & Holttinen 2013, 30). Myös laitosten napakorkeus ja roottorin halkaisija ovat kasvaneet tasanaisesti (ks. kuva 3).

Kuva 3. Laitoskorkeuden ja roottorin halkaisijan kehitys Suomessa.

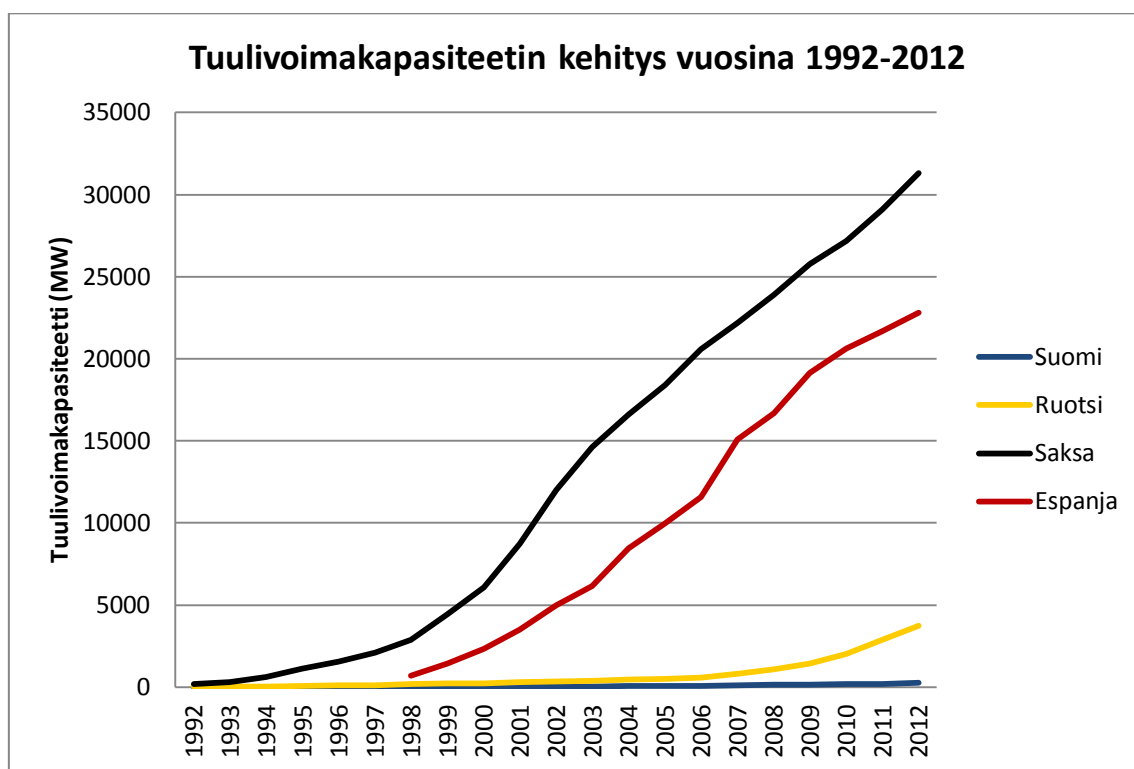


Lähde: Turkia & Holttinen 2013, 31.

Vaikka tuulivoimalaitokset ovat kasvaneet ja kehittyneet, on Suomen tuulivoimakapasiteetin kasvu ollut hidasta. Suhteellisesti suurin kasvuvuosi oli vuosi 1999, jolloin kasvuprosentti oli

yli 100. Suomen keskimääräinen kasvuprosentti vuodesta 1993 vuoteen 2012 oli 27 %, mutta vuodesta 2000 vuoteen 2012 vain 18 %. Kasvuvauhti on siis pikemminkin taantunut, kuin lähtenyt nousukiitoon. Maailmanlaajuisesti 1990-luvulla tuulivoimakapasiteetti kaksinkertaistui arviolta aina kolmessa vuodessa (Ackermann 2005, 7). Tuulivoimakapasiteetin lisäyksellä mitattuna 2000-luvun suurimmat kasvuvuodet ovat olleet Suomessa 2004 (30 MW), 2008 (33 MW), 2010 (50 MW) ja 2012 (89 MW) (Turkia & Holttinen 2013). Jos vertaamme tuulivoimakapasiteetin kehitystä esimerkiksi Saksan, Espanjan tai naapurimaamme Ruotsin vastaavaan (ks. kuva 4), olemme pysyneet lähes paikallaan, muiden maiden lisätessä huomattavasti tuulivoimakapasiteettiaan. Pyrin työssäni selvittämään syitä Suomen tuulivoiman vaisuun kasvuun ja löytämään tekijöitä, jotka osoittautuvat suurimmiksi esteiksi tuulivoiman lisääntymiselle.

Kuva 4. Tuulivoimakapasiteetin (MW) kehitys vuosina 1992–2012 muutamassa Euroopan maassa.



Lähteet: Turkia & Holttinen 2013, Swedish Energy Agency (Energimyndigheten) 2012, Spanish Wind Energy Association (AEE) 2013, Germany Federal Environment Ministry (BMU) 2012.

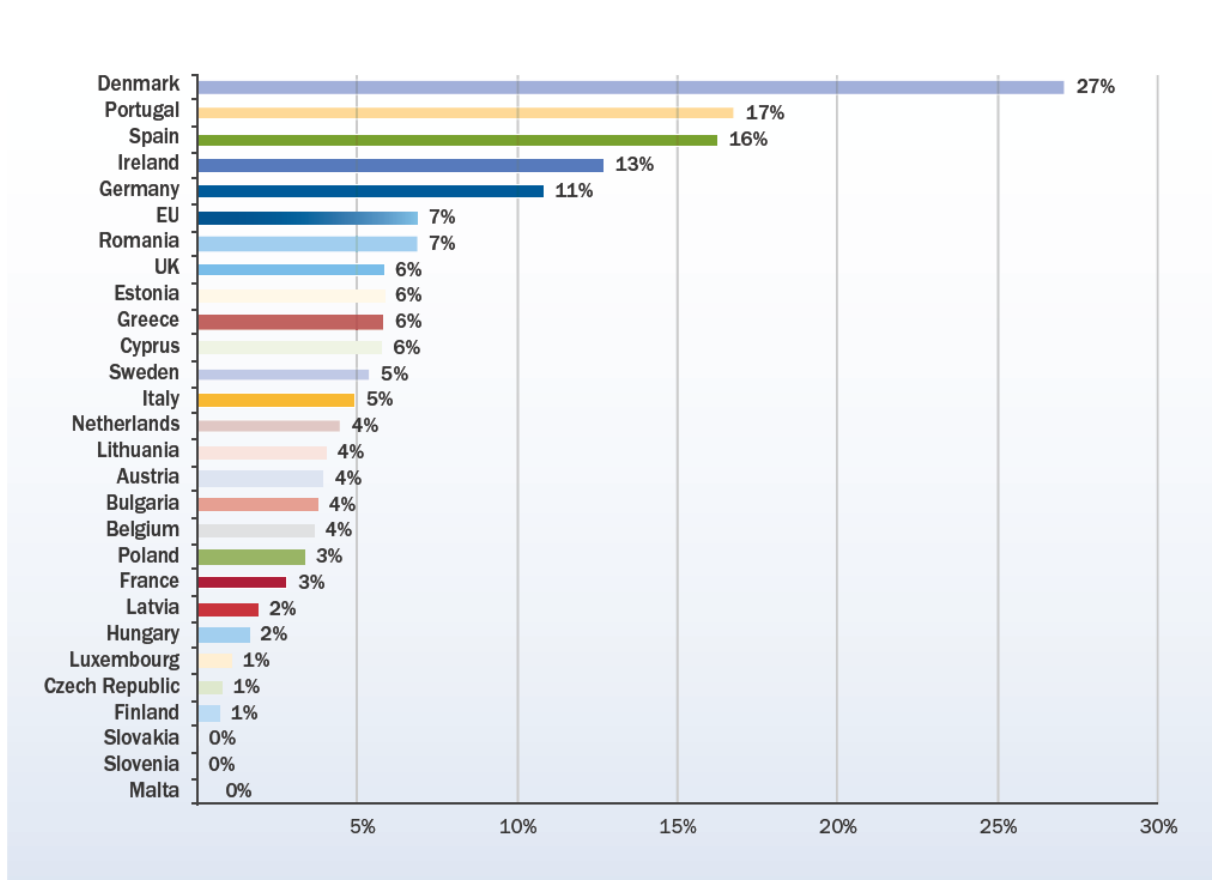
3.2 Nykytila

Eurooppa on ollut kiistaton maailman johtaja tuulivoimateknologian saralla. Vuonna 2007 maailman tuulivoimakapasiteetista 60 % sijaitti Euroopassa ja vuonna 2011 Euroopan tuulivoimakapasiteetti oli noin 96 600 megawattia (EWEA 2009; GWEC 2012). Tästä huolimatta Suomi on hyvin alkutekijöissä tuulivoiman osalta ja sitä voidaan pitää maailmalla ”tuulivoimakääpiönä”. Suomessa oli vuoden 2012 lopussa 162 tuulivoimalaa, joiden yhteenlaskettu kapasiteetti oli 288 megawattia ja niillä tuotettiin 0,6 % Suomen sähkönkulutuksesta eli noin 492 gigawattituntia (VTT 2013, [Viitattu 27.3.2013]). (vrt. HE 152/2010, jossa tuulivoimaloiden kapasiteetin arvioitiin olevan vuoden 2012 lopussa 600 megawattia).

Tuulivoimakapasiteetin kehitys Suomessa on viime vuosina ollut varsin mitätöntä kun sitä verrataan muualla maailmalla tapahtuneeseen edistykseen. Vuonna 2011 Suomen kokonaiskapasiteetti kasvoi olemattomasti vain 1,5 megawatilla kasvun ollessa 0,8 % (Turkia & Holttinen 2013, 26). Samana vuonna EU maiden tuulivoimakapasiteetin vuosittainen kasvu oli 11 % (EWEA 2012b, 10). Viime vuonna kapasiteetin kasvu näytti elpymisen merkkejä, kun uutta kapasiteetti saatiin 89 megawatin edestä. Kasvua edelliseen vuoteen oli 45 %. Edellisvuoden kasvun jälkeen, vuoden 2013 ensimmäisen puoliskon aikana, kapasiteetti ei ole kuitenkaan kasvanut lainkaan. Vertailtaessa EU maiden tuulivoiman osuutta sähkön tuotannossa Suomi sijoittuu 1 % osuudella neljänneksi viimeiseksi, sijalle 24. Taakse jäävät vain Slovakia, Slovenia ja Malta, joissa tuulivoiman osuus on 0 %, kuten alla olevasta kuvasta voimme huomata (kuva 5).

Suomen tuulivoimalaitosten keskiteho oli vuoden 2011 lopussa 1 519 kilowattia ja huipunkäyttöaika 2121 h/a (Turkia & Holttinen 2013, 30–32). Tällä hetkellä suurimpien yksittäisten laitosten teho Suomessa on 3,6 megawattia (emt. 2013, 20), mutta tulevaisuudessa suurimpien laitosten koko kasvanee yli viiden megawatin eteenkin merelle rakennettavien laitosten osalta. Kolmen megawatin tuulivoimalan tuottama sähkö vastaa noin 3000–4000 kerrostalokaksion tai 300–450 sähkölämmitteisen omakotitalon vuosikulutusta (Wpd Finland Oy & Motiva Oy 2010).

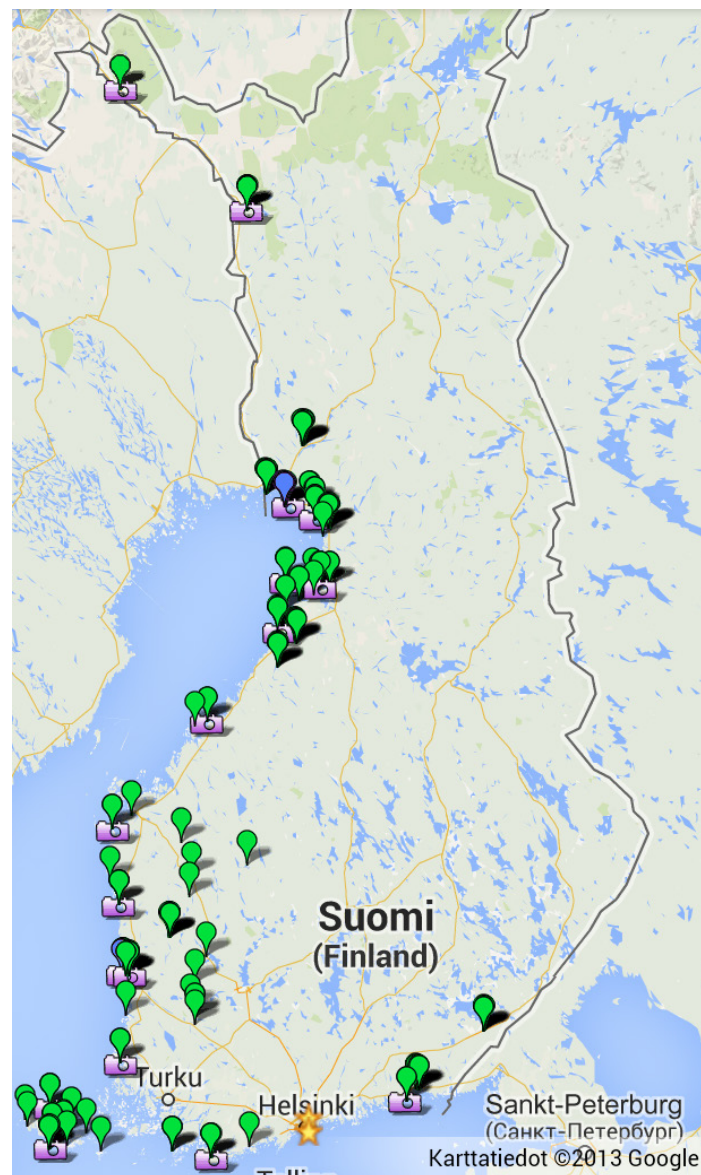
Kuva 5. Tuulivoiman osuus sähkön kokonaiskulutuksesta EU:ssa ja sen jäsenvaltiossa.



Lähde: EWEA 2013, 11.

Alueellisesti tuulivoimatuotanto on jakautunut Suomessa pääasiassa rannikoille ja tuntureille tai muuten tuulisille alueille (ks. kuva 6). Maakunnittain tuulivoimalla tuotettiin sähköä eniten Lapissa (38 %), Pohjois-Pohjanmaalla (22 %) ja Ahvenanmaalla (14 %) (Turkia & Holtinen 2013, 39–40). Suomen Tuuliatlaksen (ks. www.tuuliatlas.fi) valmistuttua vuoden 2009 lopussa on pystytty määrittelemään entistä paremmin tuulivoimalle sopivat paikat sekä parannettu näin voimaloiden suorituskykyä (Tammelin ym. 2013). Suomen tuuliatlas on Ilmatieteenlaitoksen tuottama säämallien tuulitietoihin perustuva tuulienergiakartasto, jonka avulla voidaan vertailla tuuliolojen vuotuisia ja kuukausittaisia vaihteluja rajatuilla alueilla. Sen tarkoituksena on edistää tuulivoimarakentamisen suuntaamista tuuliolosuhteiltaan hyvillä alueille. Etenkin sisämaan alueiden käytön suunnittelussa tuuliatlaksen tulokset voivat paljastaa tuulivoimarakentamiselle uusia alueita, joita olisi muilla menetelmillä erittäin vaikea havaita.

Kuva 6. Tuulivoimalat Suomessa vuonna 2012.

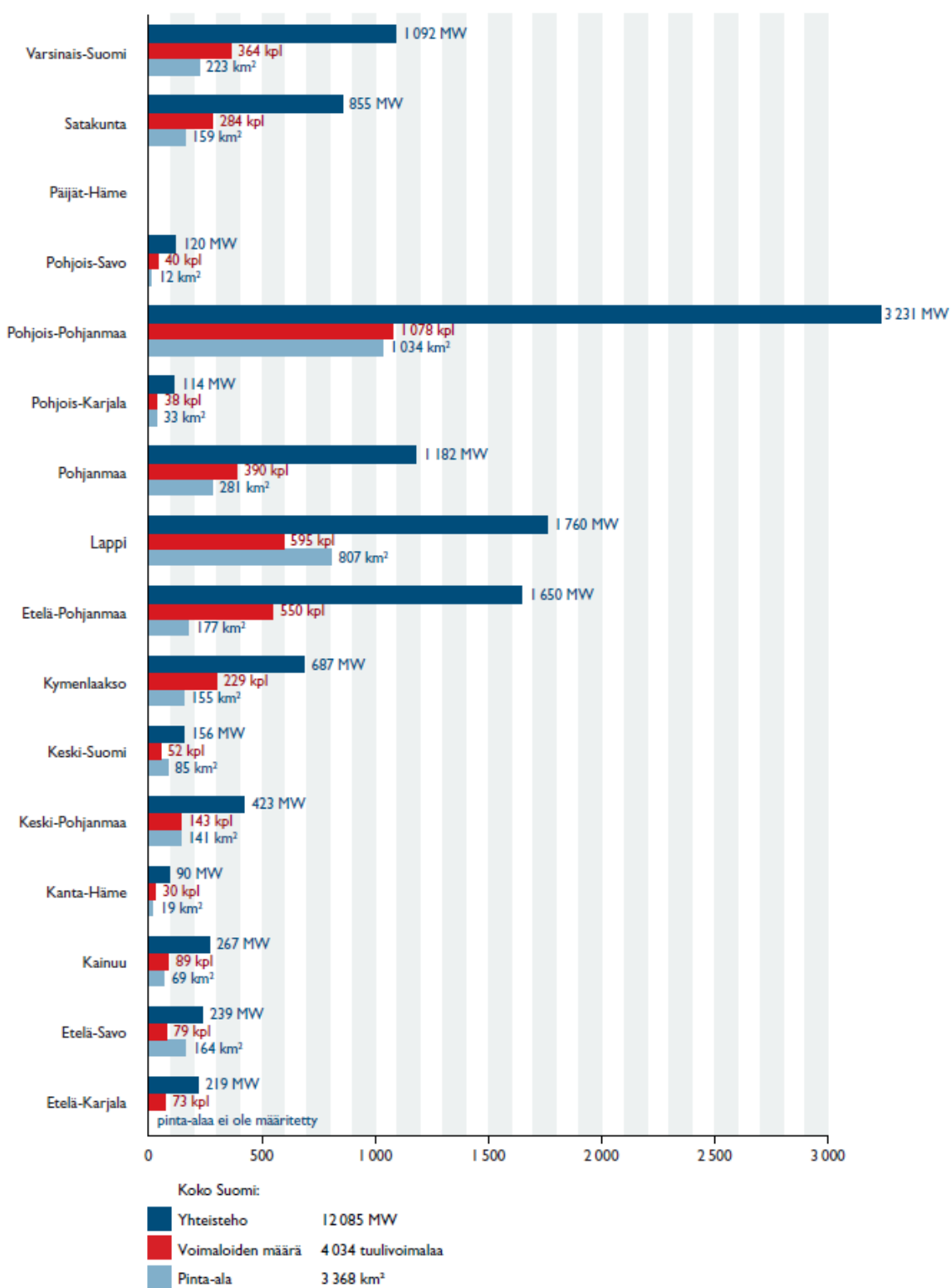


Lähde: VTT 2013, Google Maps

3.3 Tulevaisuus

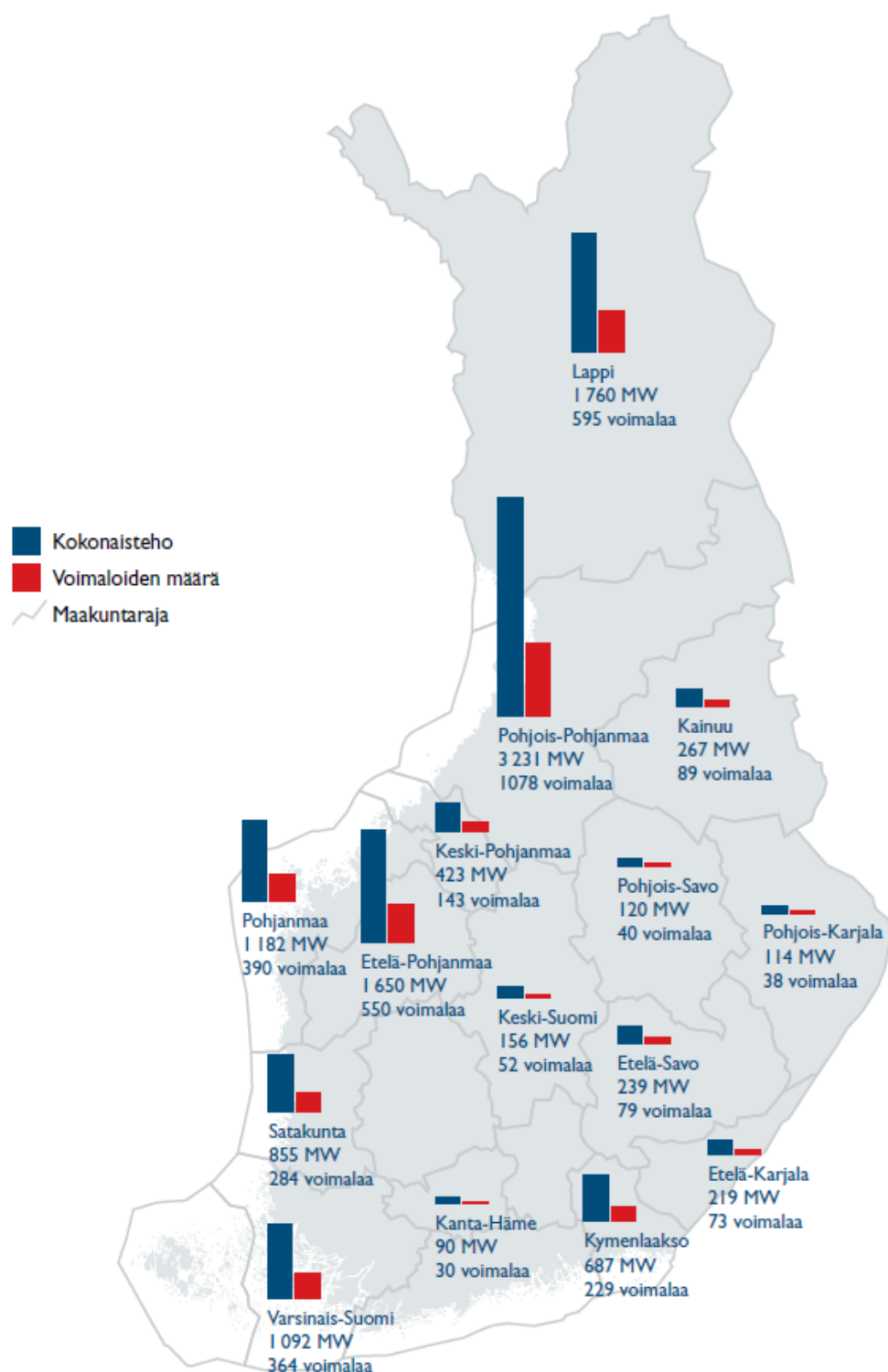
Suomessa on Maakuntien liittojen tuulivoimaselvitysten mukaan potentiaalisia tuulivoima-alueita 254 kappaletta, joiden yhteenlaskettu pinta-ala on noin 3400 km² (poisluettuna Uusimaa, Päijät-Häme ja Pirkanmaa, joista selvitystä ei ole tehty tai tietoja ei ole saatavilla). Selvityksen mukaan näille alueille voisi sijoittaa yhteensä yli 4000 tuulivoimalaa, joiden yhteenlaskettu teho olisi noin 12 000 megawattia (Klap 2012, 17). Alla olevat kuvat esittää potenti-aalin jakautumisen maakunnittain (kuvat 7 ja 8).

Kuva 7. Potentiaalisten tuulivoima-alueiden mahdollistamat yhteenlasketut tehomäärät ja tuulivoimaloiden kappalemäärät.



Lähde: Klap 2012, 20.

Kuva 8. Potentiaalisten tuulivoima-alueiden mahdollistamat yhteenlasketut tehomäärät ja tuulivoimaloiden kappalemäärät kartalla.

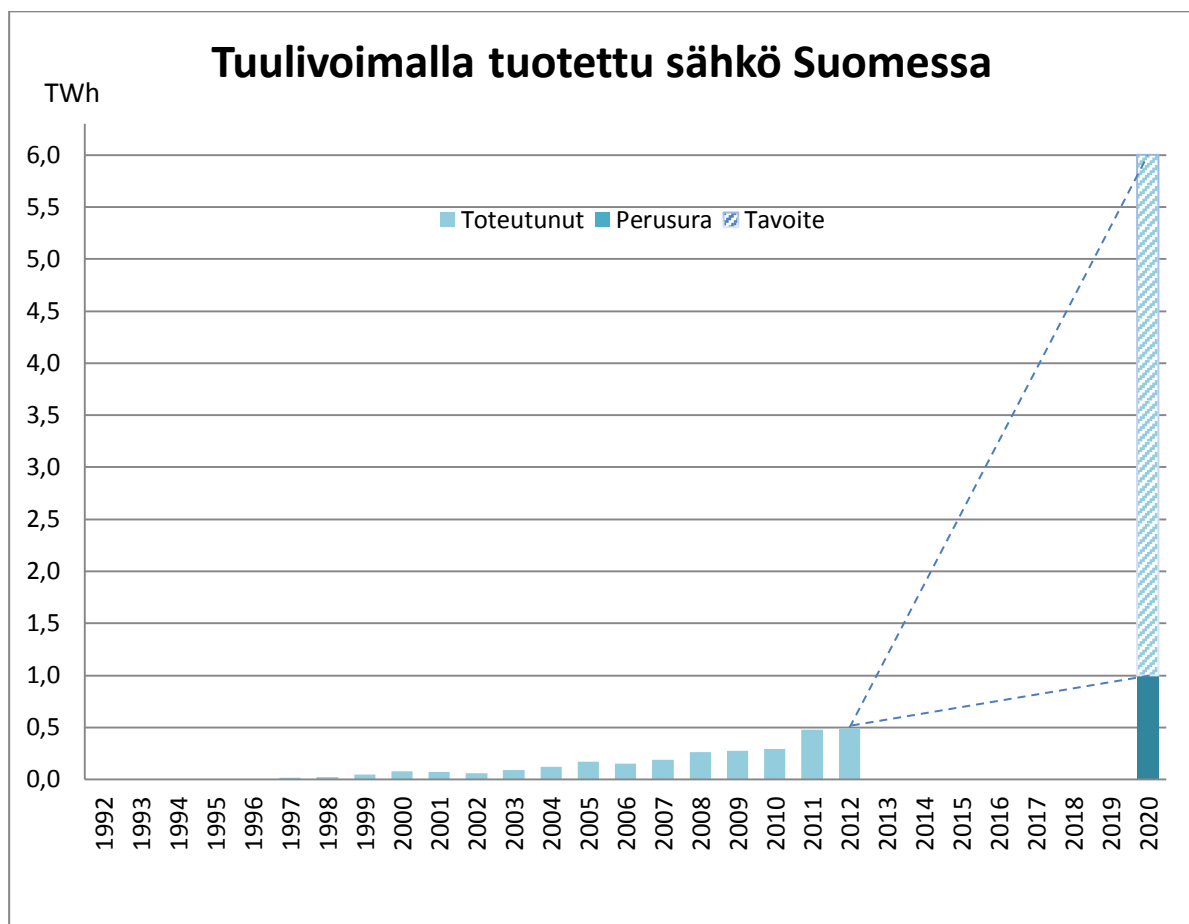


Lähde: Klap 2012, 21.

Tuulivoimapotentiaalia Suomella on täyttää 2500 megawatin tuulivoimakapasiteetti tavoitteensa vuoteen 2020 mennessä. Työ- ja elinkeinoministeriön energiaosaston vuonna 2009 tekemän selvityksen mukaan uusiutuvan energian osuus energian loppukulutuksesta ei kuitenkaan näyttäisi yltävän Suomelle EU:ssa asetettuun tavoitteeseen eli 38 %:iin vuonna 2020, vaan sen arvioidaan jäävän 34 %:iin, minkä vuoksi toimenpiteitä tulisi vääjäämättä tehostaa (Työ- ja elinkeinoministeriön energiaosasto 2009, 9).

Suomen tuulivoiman kehitys on ollut hidasta ja kasvun jatkuessa samana, vuoden 2020 tavoitteet jäävät kauaksi (ks. kuva 9). Tavoitteiden tähttyminen vaatisi merkittävää muutosta kasvuvauhtiin ja pikaista tuulivoiman rakennusbuumia seuraavan seitsemän vuoden aikana.

Kuva 9. Tuulivoimalla tuotettu sähkö ja sen tulevaisuus Suomessa.



Lähde: VTT 2013, VNS 2008.

Potentiaalin tehokas hyödyntäminen olisikin edellytys tuulivoiman laajamittaiseen käyttöön tulevaisuudessa. Uuden maaliskuussa 2011 käyttöön otetun syöttötariffijärjestelmän uskotaan

nostavan tuulivoimarakentamisen uudelle tasolle ja sitä kautta tuulivoimatuotannon merkittävään kasvuun. Suomessa oli 28.10.2012 mennessä julkaistu tuulivoimahankkeita noin 8911 megawatin edestä. Merelle suunniteltujen hankkeiden osuus oli 2980 megawattia (VTT 2013, [Viitattu 19.3.2013]). Näin ollen uusi järjestelmä on ainakin alustavasti lisännyt merkittävästi tuulivoimatoimijoiden suunnittelemissa hankkeissa ja kiinnostusta tuulivoimaa kohtaan (ks. Klap 2012, 7; myös Turkia & Holttinen 2013).

Miksi Suomen tuulivoimateollisuus ei silti näytä kasvavan merkitsevästi eikä tuulivoimaloita rakenneta kiihtyvällä tahdilla, jotta EU:n asettamat tavoitteet saavutettaisiin? Pyrin selvittämään työssäni ovatko syyt uudessa syöttötariffijärjestelmässä, onko se toimiva ja mitkä tekijät jarruttavat voimakkaimmin tuulivoimarakentamista.

Suomen tuulivoiman tulevaisuuden tavoitteet ovat ainakin merkittäviä. Tuulivoimaa on arvioitu rakennettavan ilmasto- ja energiastrategian mukaisesti vuoteen 2020 asti, jonka jälkeen tuotannon uskotaan jatkavan kasvua ollen vuonna 2030 yhdeksän terawattituntia (Työ- ja elinkeinoministeriön energiaosasto 2009, 13). Tänä vuonna Työ- ja elinkeinoministeriö on strategiapäivityksessään ilmoittanut, että vuoden 2025 tavoitteeksi on asetettu kyseinen yhdeksän terawatin tuotanto (Työ- ja elinkeinoministeriön tiedotteet 2013).

4. Tuulivoiman syöttötariffijärjestelmä Suomessa

Syöttötariffijärjestelmä, eli takuuhintajärjestelmä, on yksi valtiovallan keinoista lisätä uusiutuvilla energialähteillä toimivien voimalaitosten rakentamista ja tukea puhtaamman sähkön tuotantoa. Työ- ja elinkeinoministeriö asetti 5.11.2008 työryhmän tekemään ehdotuksen uusiutuvaa energiaa koskevan syöttötariffin rakenteesta ja suuruudesta (ks. Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a ja 2009b), joka johti uuden syöttötariffijärjestelmän käyttöönottoon 25.3.2011 (Valtioneuvoston asetus 258/2011).

Järjestelmä on kuvattu laissa; laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta (1396/2010), jäljempänä *tuotantotukilaki*, joka astui voimaan 1.1.2011. Sen tarkoituksena on edistää sähkön tuotantoa uusiutuvilla energialähteillä, parantaa näiden energialähteiden kilpailukykyä sekä monipuolistaa sähkön tuotantoa ja parantaa omavaraisuutta sähkön tuotannossa. Kyseisen lain mukaan syöttötariffijärjestelmään hyväksytyssä tuulivoimalassa tuotetun sähkön tavoitehintaa, eli syöttötariffi, on 83,50 euroa megawattitunnilta 12 vuoden ajan. No-

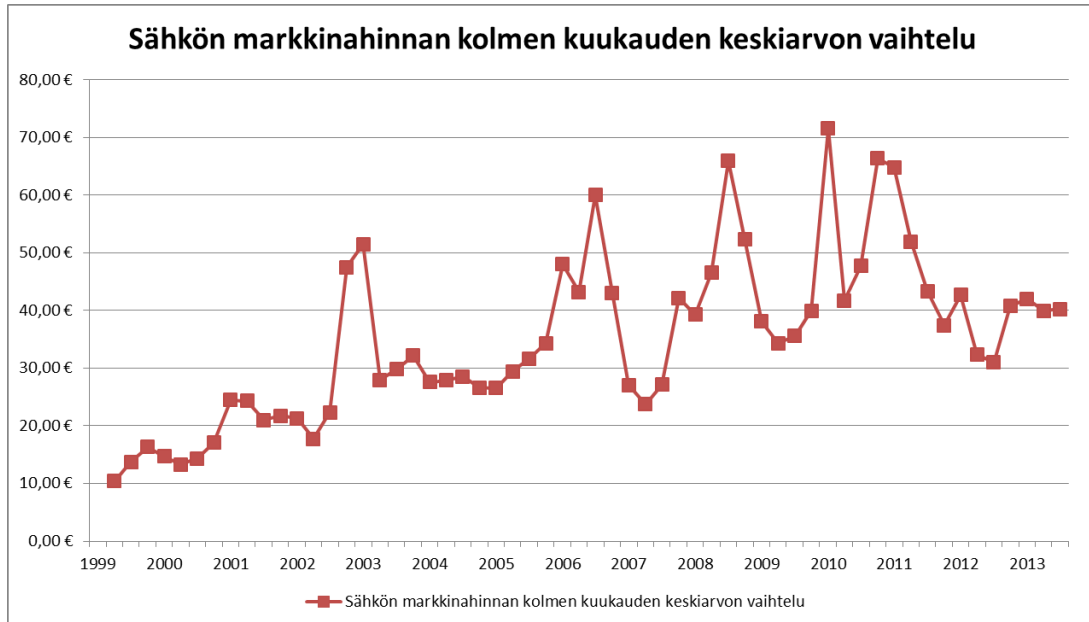
peille investoijille maksetaan lisäksi enintään kolmen vuoden ajan lisäbonusta, jolloin takuuhinta on 105,30 euroa megawattitunnilta. Tämä asetus on voimassa vuoden 2015 loppuun (tuotantotukilaki 1396/2010 62 §). Syöttötariffijärjestelmän mukaan tuulivoiman tuottajat saavat siis tuottamastaan sähköstä 12 vuoden ajan takuuhinnan, joka on 83,50 euroa megawattitunnilta, minkä uskotaan lisäävän tuulivoiman rakentamista Suomessa. Työ- ja elinkeinoministeriön asettaman työryhmän esityksen mukaan tariffitaso määritettiin hallinnollisesti ja asetettiin tasolle, jolla tuulivoiman rakentamisen uskotaan lisääntyvän niin että asetettuihin tavoitteisiin päästäisiin. Tuulivoiman uusi syöttötariffijärjestelmä syrjäytti vuodesta 1997 lähtien toimineen vanhan mallin, jossa tuulivoiman tuotantoa tuettiin investointi- ja verotuilla (ks. 5. Vanha tuulivoiman tukijärjestelmä) (mm. VNS 2008).

Syöttötariffi eli takuuhinta tarkoittaa, että tuulivoimatuottaja saa myymästään sähköstä sähkön markkinahinnan päälle tuen, joka on takuuhinnan ja markkinahinnan erotus. Sähkön tuottajat myyvät siis sähkön normaalisti sähkömarkkinoilla, jonka jälkeen heille maksetaan tukea ainoastaan tavoitehinnan ja sähkönmarkkinahinnan välinen erotus. Suomen syöttötariffijärjestelmä muistuttaakin osin syöttöpreemiojärjestelmää, johon on asetettu kattohinta. Tuotantotukilain (1396/2010) 16 § mukaan syöttötariffi maksetaan kolmen kuukauden välein kyseisellä ajanjaksolla tuotetusta sähkön määrästä. Valtio maksaa sähkön tuottajalle syöttötariffina tavoitehinnan (83,50 € tai 105,30 € (ks. emt. 2010, 23 § ja 62 §)) ja sähkön markkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvon erotuksen tuotetun sähkön määrän mukaisesti (Hallituksen esitys 152/2010 ja Hallituksen esitys 107/2012). Sähkön markkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvo määräytyy yhteispohjoismaisten sähkömarkkinoiden päivää edeltävän fyysisen sähkökaupan voimalaitoksen sijaintipaikan aluehinnan keskiarvon perusteella (Valtioneuvoston asetus 1397/2010 3 §). Esimerkiksi kolmen kuukauden sähkön markkinahinnan keskiarvo vuoden 2013 tammikuusta maaliskuuhun oli 42,09 €/MWh (Nord Pool, viitattu 26.4.2013), jolloin nopean investoijan etua hyväksikäyttävä tuulivoimatuottaja sai valtiolta $63,21 \text{ €/MWh}$ tuottamastaan sähköstä kyseiseltä ajalta ($105,30 \text{ €/MWh} - 42,09 \text{ €/MWh} = 63,21 \text{ €/MWh}$).

Jos sähkön markkinahinnan keskiarvo kolmen kuukauden ajalta on alle 30 €/MWh, syöttötariffina maksetaan tavoitehintaa vähennettynä 30 eurolla megawattitunnilta (tuotantotukilaki 1396/2010 25 §). Tämä luo pienen riskitekijän muuten vakaaseen ja ennalta oletettuun tuottoon tuulivoimatoimijan kannalta. Sähkön markkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvo ei

ole kuitenkin käynyt 30 euron alapuolella vuoden 2007 jälkeen (ks. kuva 10) ja pitkän aikavälin sähkönmarkkinahinnan ennuste on nousujohteinen (ks. kuva 11).

Kuva 10. Sähkön markkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvon vaihtelu Suomessa.



Lähde: Nord Pool

Kuva 11. Sähkön markkinahinnan vuosittainen vaihtelu Suomessa.



Lähde: Nord Pool

Vaikka alle 30 euron kolmen kuukauden keskiarvoa ei ole odotettava, tulisi sen mahdollisuutta tutkia ja arvioida sen esiintymisen vaikutusta tuulivoimaprojekteihin riskitekijänä sekä estimoida vaikutusta tuotto-odotuksiin.

Syöttötariffiin oikeuttavaa sähkön tuotantoa on voimalaitoksen generaattorissa tuotettu sähkö, josta on vähennetty laitoksen omakäyttölaitteiden kuluttama sähköenergia. Tuulivoimaloille on taattu pääsy sähköverkkoon niin sanotun syrjimättömyysperiaatteen mukaan, joka tarkoittaa, että verkko-operaattori on velvoitettu tekemään sopimus tuulivoimalaitoksen toiminnanharjoittajan kanssa syrjimättömyys periaatteen nojalla (sähkömarkkinalaki 386/1995 9 §).

Takuuhinta vähentää sähkömarkkinoista johtuvaa riskiä ja varmistaa sähköntuottajalle tasaisen kassavirran, mikä lisää tuulivoiman kiinnostusta investoijien näkökulmasta. Tämän pitäisi siis kasvattaa tuulivoimainvestointeja ja lisätä tuulivoiman rakentamista Suomessa.

4.1 Järjestelmään hyväksymisen ehdot

Tukea maksetaan vain uusille voimaloille, jotka eivät ole saaneet valtiontukea eivätkä sisällä käytettyjä osia. Tuulivoimalan generaattoreiden yhteenlaskettu nimellisteho tulee olla vähintään 500 kilovolttiampeeria. Lisäksi on määritelty, että voimalaitoksen tulee sijaita Suomessa tai Suomen aluevesillä ja olla liitetty sähköverkkoon siellä (tuotantotukilaki 1396/2010 9 §).

Syöttötariffijärjestelmän piiriin kuuluvien tuulivoimaloiden määrä on rajoitettu nimellisteholtaan yhteensä 2500 megavoltiampeeriin (emt. 2010, 6 §). Tämä saattaa olla haaste järjestelmän toimivuuden ja tehokkuuden kannalta. Hailikari ym. (2010) tuovat esiin ongelman, joka syntyy kun saavutetaan rajoitetun alueen yläraja. Tällöin syöttötariffijärjestelmään hyväksymistä koskevia hakemuksia on vireillä enemmän kuin järjestelmän piiriin voidaan tuulivoimalaitoksia hyväksyä ja näin ollen jotkut laitokset jäävät järjestelmän ulkopuolelle. Tämä saattaa alentaa toimijoiden halukkuutta ryhtyä raskaita ympäristö- ja rakennuslupamenettelyitä sisältäviin tuulivoimahankkeisiin, koska on mahdollisuus jäädä järjestelmän ulkopuolelle. Saavuttaessa ylärajalle sähkön tuottajalla, joka on ensimmäisenä hakenut hyväksymistä syöttötariffijärjestelmään lain edellyttämällä tavalla, on etuoikeus tulla hyväksytyksi järjestelmään (tuotantotukilaki 1396/2010 6 §).

Syöttötariffijärjestelmän valvonnasta Suomessa vastaa Energiamarkkinavirasto. Tuen myöntämisen perusteena on ennakkoilmoitus, joka tulee jättää kuukauden kuluessa tuulivoimalan

rakentamispäätöksestä. Ennakkoilmoituksen lisäksi tulee Energiamarkkinavirastoon osoittaa tukihakemus ennen taloudellisen tuotannon alkamista (emt. 2010, 13 § ja 14 §).

Syöttötariffin alkaminen ja päättyminen on herättänyt jonkin verran keskustelua, koska tuulivoimapuistoon kuuluvat tuulivoimalat eivät usein valmistu samaan aikaan ja näin niiden hakeminen yhdessä järjestelmään ei ole taloudellisesti parhain vaihtoehto. Suurimman taloudellisen hyödyn tuulivoimatoimija saisi, jos tuulivoimapuisto kokonaisuudessaan jaettaisiin pienempiin tuulivoimapuistoihin rakennusajankohdittain (jopa vain yhden voimalan ”puistoon”) ja ne haettaisiin erikseen syöttötariffijärjestelmän piiriin, jotta kaikille voimaloille saataisiin täysi 12 vuoden syöttötariffijakso (ks. Hailikari ym. 2013). Kysymyksessä on siis syöttötariffijärjestelmään sisään rakennettu optimointiongelma, joka edellyttää, että hakemus syöttötariffijärjestelmään pääsemiseksi ajoitetaan juuri oikea-aikaisesti, jotta syöttötariffijärjestelmästä ja sen tarjoamasta rahoituksellisesta tukiverkosta saadaan irti kaikki hyöty. Edellä mainittuun optimointiin liittyy myös riski siitä, että suurissa tuulivoimahankkeissa osa jo rakennetuista tuulivoimaloista seisoo käyttämättöminä, koska niitä ei kannata ottaa kaupallisesti käyttöön ennen luvan hakemista ja saamista (Hailikari ym. 2010).

Oikeus syöttötariffiin alkaa hyväksymispäätöksen lainvoimaiseksi tulemisen jälkeen seuraavalla alkavalla tariffijaksolla ja syöttötariffia voi saada siitä lähtien enintään 12 vuoden ajan (tuotantotukilaki 1396/2010 16 §).

4.2 Todentaminen

Energiamarkkinavirastolle osoitettavaan tukihakemukseen tulee liittää suunnitelma tukeen oikeuttavan sähkön tuotannon seurannasta sekä myös todentajan varmennus (tuotantotukilaki 1396/2010 14 §). Todentajilla tarkoitetaan ulkopuolista tahoa, joka todentaa tuulivoimatoimijan antamat tiedot oikeiksi sekä raportoi toimijan toiminnasta ja tuloksista Energiamarkkinavirastolle.

On katsottu tarpeelliseksi tukirahojen tarkoituksenmukaisen käytön turvaamiseksi, että tehtävään pätevästi ja osapuoliin nähden riippumaton todentaja varmentaa tuenhakijan antamat tiedot oikeiksi (ks. Energiamarkkinavirasto 2013a). Todentajaksi hyväksytään varmennustehtävissä riippumaton, toiminnan edellyttämät laitteet, välineet ja järjestelmät omaava, riittävään ammattitaitoon kykenevä suomalainen yhteisö tai säätiö (taikka sen osa), jolla on toi-

minnan laadun ja laajuuden huomioon ottaen riittävä vastuuvakuutus tai muu vastaava riittäväksi katsottava järjestely (tuotantotukilaki 1396/2010 38 §).

Todentaja varmentaa tuulivoimatoimijan antamat tiedot voimalaitoksen vuosituotantoarviosta ja edellytyksistä täyttää järjestelmän tuotantotukilaissa säädetyt lähtökohdat. Todentajan tehtävänä on myös varmentaa tuotantoselvitys tukeen oikeuttavan sähkön määrästä maksatusajankohdassa. Energiamarkkinaviraston hyväksymän todentajan varmentama tuotantoselvitys on keskeinen tuen määrittämisen edellytys, jonka perusteella tuen maksamispäätös ja suuruus ratkeaa (Energiamarkkinavirasto 2013a).

Sähkön tuottajat valitsevat itselleen todentajan Energiamarkkinaviraston hyväksymistä todentajista ja tekevät tämän kanssa sopimuksen. Tällä hetkellä (26.9.2013) hyväksyttyjä todentajia on vain viisi; Bureau Veritas Finland, DNV Certification Oy, Enemi Oy, Inspecta Sertifiointi Oy ja ÅF-Consult Oy (Energiamarkkinavirasto 2013b). Lisäksi Elomatic Oy on tilapäisesti hyväksytty todentaja (emt. 2013b). Todentajat tarvitsevat FINAS:in myöntämän akkreditoinnin, joka tulee hakea ennen todentajaksi hakeutumista Energiamarkkinavirastolle. Todentamisjärjestelmä tuo siis tuulivoimatoimijoille lisäkustannuksia, joiden määrä ei ole tarkemmin määrätty ja jotka vaihtelevat markkinoilla todentajasta riippuen. Energiamarkkinavirasto (2013a, 2) on kuitenkin ohjeistanut, että tietojen seuranta- ja varmentamistoiminnasta aiheutuvat lisäkustannukset sähköntuottajille eivät saa kohota liian suuriksi ja vaarantaa tuen alkuperäistä tavoitetta.

Ulkopuolisen ja riippumattoman todentajan käyttö ei ole kovin yleistä energiapolitiikan toimenpiteiden yhteydessä, mutta se tukee ja helpottaa energiaviranomaisten toimintaa sekä valvontaa. Todentamisjärjestelmä on saanut myös kritiikkiä osakseen. Se on osa raskasta hallinto-byrokratiaa, joka hidastaa laitosten käyttöönottoa ja nostaa kustannuksia. Sitra (2012) kuvailee todentamismenettelyä erittäin työlääksi ja kalliiksi, mikä estää pieniä ja keskisuuria toimijoita tuottamasta energiaa yleiseen verkkoon. Timo Mäkelä EU-komission ympäristö-osastolta puolestaan arvioi todentamisjärjestelmän jopa merkittäväksi pullonkaulaksi syöttötariffin toimivuuden osalta (HS 16.4.2013). Hänen mukaansa Suomeen ei ole saatu syntymään pieniä ja keskisuuria uusiutuvan energian yrityksiä, jotka ovat oleellisia kehityksessä ja alan laajentamisessa. Lisäksi todentajien määrä on jäänyt odotettua pienemmäksi, joka hidastaa tuulivoimatoimijoiden toimintaa hankkeiden lisääntyessä.

4.3 Syöttötariffin hakeminen

Kun sähkön tuottaja tekee päätöksen tuulivoimalan rakentamisesta, tulee sen kuukauden kuluessa tehdä kirjallinen ennakkoilmoitus Energiamarkkinavirastolle, josta löytyvät tiedot rakennettavan laitoksen generaattoreiden yhteenlasketusta nimellistehosta, suunnitellusta käyttöönottoajankohdasta sekä luotettava arvio laitoksen vuosituotannosta (tuotantotukilaki 1396/2010 13 §). Voimalaitosta ei voida hyväksyä syöttötariffijärjestelmään, jos ennakkoilmoitusta ei ole tehty. Tämän lisäksi Energiamarkkinavirastolle tulee osoittaa syöttötariffijärjestelmään hyväksymistä varten hakemus ennen kuin laitos otetaan kaupalliseen käyttöön. Hakemukseen on liitettävä suunnitelma tukeen oikeuttavan sähkön tuotannon seurannasta sekä edellä mainittu todentajan varmennus (emt. 2010, 14 §).

Itse syöttötariffin hakeminen tapahtuu sähköisen SATU-järjestelmän kautta. Sähkön tuottajan tulee toimittaa todentajan varmentaman tuotantoselvityksen sisältämä maksatushakemus järjestelmään kahden kuukauden kuluessa tariffijakson päättymisestä. Tukea haetaan aina yhden tariffijakson osalta kerrallaan ja syöttötariffin maksatus tapahtuu neljästi vuodessa jokaisen tariffijakson jälkeen. Sähkön tuottaja voi saada syöttötariffin enintään kahdentoista vuoden ajan (tuotantotukilaki 1396/2010 16 §).

Tällä hetkellä (1.10.2013) syöttötariffijärjestelmään on hakeutunut 29 tuulivoimalaitosta. Liitteessä 1 on yhteenveto järjestelmän laitoksista, niiden tukeen oikeuttavasta tuotannosta ja tukimääristä. Heinäkuun 2013 alkuun mennessä järjestelmään hyväksytyjen tuulivoimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho oli 240 megavoltttiampeeria. Ennakkoilmoitusten perusteella Energiamarkkinavirasto (2013c) arvioi heinäkuun 2013 jälkeen tuulivoimaloiden nimellistehon kasvavan seuraavan vuoden aikana 193 megavoltttiampeerilla 433 megavoltttiampeeriin, joka olisi 17 prosenttia järjestelmän kiintiöstä, 2500 megavoltttiampeerista.

4.4 Järjestelmän kustannukset

Tukijärjestelmä rahoitetaan ensisijaisesti valtion budjetista, mutta kustannukset tulevat loppukädessä sähkön kuluttajien maksettavaksi.

Hallituksen esityksessä (152/2010) arvioidaan tuulivoiman syöttötariffin maksamista varten tarvittavan vuonna 2011 noin 23 miljoonaa euroa, vuonna 2012 noin 57 miljoonaa euroa, vuonna 2013 noin 89 miljoonaa euroa ja vuonna 2014 noin 106 miljoonaa euroa. Tästä eteen-

päin määrärahan uskotaan kasvavan vuosi vuodelta aina vuoteen 2020 asti, jolloin se olisi noin 200 miljoonaa euroa, minkä jälkeen tarve vähenisi jonkin verran vuosittain. Inflaation vaikutusta ei ole huomioitu, eikä tavoitehintaan ole tarkoitus tehdä inflaatiokorotusta, joten reaalisesti määräraha alenisi tulevaisuudessa. Edellä olevat laskelmat perustuvat oletukseen, että sähkön markkinahinta on keskimäärin 50 €/MWh. Jos kuitenkin sähkön markkinahinta laskee 30 €/MWh, määrärahan tarve kasvaa noin 60 %. Tällöin Hallituksen esityksen (152/2010) mukaan syöttötariffin maksamista varten tarvittavat rahat kasvavat seuraavan taulukon (1) mukaisesti:

Taulukko 1. HE 152/2010 arvio maksettavista tuista sähkön markkinahinnan ollessa 30 €/MWh.

Hallituksen esityksen (2010) arvio tuulivoiman syöttötariffin maksamiseen tarvittavista varoista sähkön markkinahinnan ollessa 30 €/MWh										
Vuosi	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Milj. €	33	82	128	158	190	196	234	273	312	337

Lähde: HE 152/2010

Vastaavasti Valtiontalouden tarkastusviraston (2010) arvion mukaan takuuhinnan maksamiseksi tarvitaan valtion varoja 10 miljoonaa euroa vuonna 2011, 44 miljoonaa euroa vuonna 2012, 80 miljoonaa euroa vuonna 2013 ja 102 miljoonaa euroa vuonna 2014. Määrärahan tarve kasvaisi vuosittain ja olisi korkeimmillaan noin 200 miljoonaa euroa vuodessa vuosina 2020–2022, minkä jälkeen tuen tarve asteittain vähenisi.

Lindroos ym. (2012) arvioivat tukien määrän kasvaessa lineaarisesti, että tukia maksettaisiin vuosina 2011–2020 yhteensä 1,3 miljardia euroa (vrt. VTV 2010, 70). Maksetut tuet riippuvat kuitenkin voimakkaasti sähkön markkinahinnan vaihtelusta, joten erilaisia arvioita on esitetty. Alla taulukko (2) Hallituksen esityksen arviosta (HE 152/2010), Valtiontalouden tarkastusviraston (2010) ja Lindroos ym. (2012) arviosta eri sähkön markkinahinnoilla.

Taulukko 2. Arvioita tukien määrästä eri sähkön markkinahinnoilla.

Arviot maksetuista tuista vuosina 2011–2020 (Milj. €)										
Vuosi	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
VTV 2010	10	44	80	102	-	-	-	-	-	200
HE 152/2010 30 €/MWh	33	82	128	158	190	196	234	273	312	337
HE 152/2010 50 €/MWh	23	57	89	106	-	-	-	-	-	200
Lindroos ym. 40 €/MWh	52	94	125	-	149	-	-	-	-	261
Lindroos ym. 50 €/MWh	44	80	106	-	119	-	-	-	-	201
Lindroos ym. 65 €/MWh	32	58	77	-	74	-	-	-	-	111

Lähteet: VTV 2010, HE 152/2010, Lindroos ym. 2012

Energiamarkkinaviraston (2013b) mukaan tuulivoimaloille maksettiin tukia vuonna 2011 hieman vajaa miljoona euroa, vuonna 2012 noin 8,8 miljoonaa euroa ja vuoden 2013 kahden ensimmäisen tariffijakson aikana vajaat 12 miljoonaa euroa. Vuoden 2013 tuulivoimaloiden kokonaistukimääräksi Energiamarkkinavirasto (2013c) arvio heinäkuun alussa noin 40 miljoonaa euroa. Eli ainakaan vielä maksettujen tukien määrä ei ole vastannut ennustuksia ja etukäteisarvioita. Tämä johtunee valmiiden tuulivoimaloiden vähäisestä määrästä (tai ainakin järjestelmän piirissä olevien voimaloiden vähäisestä määrästä). Maksettujen tukien määrä on kuitenkin ollut nousujohteista ja kasvuvauhti on kiihtyvä. Nousujohteisuutta tukee syöttötariffijärjestelmään hyväksytyjen voimalaitosten määrän voimakas kasvu vuoden 2013 toisen tariffijakson jälkeen, kolmetoista uutta voimalaa, kun sitä ennen järjestelmässä oli kuusitoista laitosta (Energiamarkkinavirasto 2013b).

Vertailtaessa uuden tukijärjestelmän arvioituja kustannuksia vanhan mallin (ks. 5. Vanha tuulivoiman tukijärjestelmä) toteutuneisiin, voidaan puhua merkittävästä erosta. Vanhassa järjestelmässä tukea maksettiin tuulivoimalle seuraavan taulukon (3) mukaisesti vuosina 2004–2010. Esimerkiksi vuonna 2009 tuulivoimaa tuettiin 26,65 miljoonalla eurolla.

Taulukko 3. Tuulivoiman saamat tuet vanhan järjestelmän mukaan vuosina 2004–2010.

Vanhassa järjestelmässä tuulivoimalle myönnetyt tuet vuosina 2004–2010 (Milj. €)							
Vuosi	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Sähköntuotannon verotuki	0,8	1,16	1,04	1,31	1,75	1,85	1,94
Investointituki		0	14	4,5	2,01	24,8	
Kaavoitustuki							1,45
Yhteensä	0,8	1,16	15,04	5,81	3,76	26,65	3,39

Lähde: Lindroos ym. 2012

Vanha tukijärjestelmä ei ole kuitenkaan lisännyt merkittävästi tuulivoimaa, joten sen tukitasoa voidaan pitää riittämättömänä huomattavaan tuulivoiman lisäämiseen. Vuoden 2020 tavoitteiden saavuttamiseksi tarvitaan voimakkaita ja merkittäviä toimia, jotta tuulivoimaa saataisiin lisättyä radikaalisti näinkin lyhyessä ajassa. Herää kuitenkin kysymys, onko tukitaso liian korkea ja voivatko kustannukset nousta kohtuuttomaksi?

Koska takuuhinta on 83,50 €/MWh ja sähkön markkinahinnan laskiessa alle 30 €/MWh maksetaan alennettua takuuhintaa, enimmillään tukea maksetaan 53,50 €/MWh. Nopean investoijan etua käyttävä voi saada vuoden 2015 loppuun asti korotettua tukea, jolloin puolestaan tukea maksetaan enimmillään 75,30 €/MWh. Lisäksi syöttötariffijärjestelmään hyväksyttävien voimaloiden yhteenlaskettu enimmäistehokapasiteetti on rajattu 2500 megavolttiampeeriin. Nämä tekijät asettavat järjestelmän kustannuksille ylärajan.

Tukikustannukset jaettuna megawattitunnille olisivat siis maksimissaan vuoteen 2015 asti 75,30 €/MWh ja sen jälkeen 53,50 €/MWh. Keskimäärin syöttötariffia uskotaan maksettavan 33,50 €/MWh ja vuoteen 2015 asti noin 55 €/MWh nopean investoijan etu huomioden (esim. HE 152/2010). Vanhan järjestelmän tukikustannukset vaihtelivat huomattavasti vuosittain. Esimerkiksi vuonna 2009 energiatukikustannus oli noin 9 €/MWh ja vaihteluväli 8–15 €/MWh eri hankkeissa (VTV 2010, 69). Kun tähän lisätään verotuki, kokonaistuki olisi arviolta keskimäärin noin 16 €/MWh (emt. 2010, 69).

Tuulivoiman syöttötariffijärjestelmän todelliset kustannukset jäävät nähtäväksi, mutta eivät ole ainakaan vielä vastanneet etukäteisarvioita, vaan jääneet niiden alle. Kustannukset riippuvat voimakkaasti syöttötariffijärjestelmän piirissä olevien voimaloiden määrästä ja sähkön markkinahinnan vaihteluista. Maksimaaliset kustannukset ovat kuitenkin helposti laskettavissa, koska järjestelmän piiriin otettavien voimaloiden määrä on rajoitettu (2500 MVA) ja takuuhinnan maksamisessa sähkön markkinahinnalla on ns. alaraja (30 €/MWh). Todelliset kustannukset jäävät kuitenkin sen alle tuulivoiman hitaan kasvun takia. Tukikustannukset ovat siis haarukoitavissa ja ennusteet tarkentuneet syöttötariffijärjestelmän käyttöönoton jälkeen. Todellisista kustannuksista tulisi vielä tehdä tarkempia arvioita tai simulaatioita, nyt kun järjestelmän ensimmäiset vuodet ovat takana.

5. Vanha tuulivoiman tukijärjestelmä

Ennen uuden syöttötariffijärjestelmän käyttöönottoa tuulivoimaa tuettiin Työ- ja elinkeinoministeriön myöntämällä harkinnanvaraisella investointiavustuksella sekä verotuilla. Investointiavustuksen, jäljempänä energiatuen, myöntämiseen sovellettiin yleislakina valtionavustuslakia (688/2001). Siinä energiatukea myönnettiin energia-alan investointeihin ja investointeja kartoittaviin selvityksiin, joilla edistettiin uuden teknologian käyttöönottoa ja energiataloutta kehitettiin ympäristömyönteisemmäksi (VNS 2008). Harkinnanvaraisella tarkoitetaan, että avustusta myönnettiin hankekohtaisen harkinnan perusteella. Tuulivoimatuotannon investointituen enimmäismäärä oli rajoitettu 40 prosenttiin investointikustannuksista (ks. Valtioneuvoston asetus 1313/2007 4 §), mutta käytännössä tukea maksettiin noin 25–35 % aina projekti-kohtaisesti. Investointitukeen sisältyi vaatimus uudesta teknologiasta, joka rajoitti siihen kelpaavien hankkeiden määrää. Vuonna 2009 uuden teknologian vaatimuksesta luovuttiin tuulivoiman osalta ja samana vuonna investointituen määrä kasvoi merkittävästi (ks. taulukko 3), kuutta tuulivoimahanketta tuettiin yhteensä lähes 25 miljoonalla eurolla (Työ- ja elinkeinoministeriö 2010, 11).

Tuulivoiman energiatuki oli siis harkinnanvarainen valtionavustus, jolla pyrittiin edistämään uuden energiateknologian käyttöönottoa ja markkinoille saamista sekä ohjaamaan energiantuotantoa ja käyttöä. Sitä myönnettiin sellaisiin hankkeisiin, joilla kehitettiin energiataloutta ympäristömyönteisemmäksi ja vähennettiin energian tuotannon tai käytön ympäristöhaittoja. Se on ollut osa taloudellista ohjausta, jolla on pyritty ohjaamaan energiajärjestelmää kohti tehokkaampia ratkaisuja sekä pääsemään ilmaston ja ympäristön kannalta parempiin lopputuloksiin. Investointituki on osoittautunut tulokselliseksi ohjauskeinoksi metsäenergian käytön edistämisessä, mutta tuulivoiman edistämisessä se ei ole toiminut toivotulla tavalla (VNS 2008).

Ennen uuden syöttötariffijärjestelmän käyttöönottoa energiatuen lisäksi tuulivoimaa tuettiin sähköntuotannon verotuilla. Tukea ohjasi laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta (1260/1996), jonka mukaan tuulivoimalla tuotettu sähkö sai tukea 0,69 c/kWh (sentiä kilowattitunnilta). Sähköntuotannon tuet otettiin käyttöön vuoden 1997 verouudistuksen yhteydessä ja niitä on laajennettu sekä tarkennettu myöhemmin. Tukea maksettiin Piiritullikamarille osoitetun erillisen hakemuksen perusteella koko kalenterivuoden tai tammi-kesäkuun ja erikseen heinä-joulukuun aikana tuotetun sähkön osalta, kunhan tukea haettiin viimeistään

kuukauden kuluessa edellä mainittujen ajanjaksojen päättymisestä (emt. 1996, 8 §). Lisäksi tukea haettavan sähkön määrän tuli olla yli 100 megawattituntia.

Sähköntuotannon verotuilla pyrittiin edistämään energia- ja ilmastopoliittisia tavoitteita sekä aluksi kompensoimaan pienvoimaloiden kilpailuaseman heikkenemistä, josta myöhemmin on siirrytty hyödyntämään mallia uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön edistämiskeinona. Verotukea on maksettu tuulivoimaloille yhteensä vuosittain 1–2 miljoonaa euroa vuodesta 2005 lähtien ja sitä ennen hieman vähemmän (ks. taulukko 3). Tuulivoiman sähköntuotannon verotuki jaettuna megawattitunnille on siis ollut 6,9 €/MWh vuodesta 1997 lähtien. Tällä tuen määrällä tuulivoimateollisuuden kasvu on kuitenkin ollut valitettavan hidasta eikä asetettujen tavoitteiden saavuttaminen ole mahdollista, kuten Hallituksen esityksestä (152/2010, 19) ilmenee. Tukijärjestelmien uusiminen onkin ollut vääjäämätöntä.

6. Syöttötariffijärjestelmän toimivuus

Tässä luvussa syvennyn syöttötariffijärjestelmän toimivuuteen. Tarkoitukseni on esitellä tuulivoimalan keskeisimmät taloudelliset tekijät ja käyttää niitä matemaattisessa mallissani, jolla pyrin selvittämään ja mittaamaan tukijärjestelmän toimivuutta. Vertailen uuden syöttötariffijärjestelmän ja vanha energia- ja verotukia sisältäneen mallin vaikutuksia tuulivoimatoimijan talouteen. Tarkoitukseni on myös selvittää, pitäisikö syöttötariffijärjestelmän lisätä tuulivoiman rakentamista vai johtuuko siitä Suomen tuulivoimateollisuuden kasvun väheneminen?

Uudella syöttötariffijärjestelmällä tavoiteltiin ennen kaikkea ennustettavaa, vakaata ja tuulivoimarakentamista lisäävää tukijärjestelmää, joka motivoisi rahoittajia sijoittamaan tuulivoimaan, mutta samalla ei rasittaisi liikaa veronmaksajia. Onko järjestelmä onnistunut tässä?

Tuulivoiman lisääntyminen ei ole ainakaan vielä ollut tarpeeksi merkittävää tavoitteiden saavuttamiseksi eikä toivottavalle kasvu-uralle ole ylletty. Suomen syöttötariffijärjestelmä on saanut kritiikkiä osakseen eri tahoilta (ks. esim. Mäkelä, HS 16.4.2013; Hailikari ym. 2010 ja 2013; Teknologiateollisuus 2010;). Myös Valtiontalouden tarkastusviraston näkemyksen mukaan (2010) syöttötariffi ei ole valtion talouden näkökulmasta paras mahdollinen tapa pykiä saavuttamaan uusiutuvan energian tavoitteet. Epäkohtina esitetään tuen määrän mahdoton ennakointi ja järjestelmän luonne sitoa valtion varojen pitkälle tulevaisuuteen (VTV 2010).

Hailikari ym. (2010) tuovat myös esiin, että järjestelmään liittyy edelleen joitakin riski- ja epävarmuustekijöitä erityisesti tuulivoimahankkeen rahoittajan näkökulmasta. Voidaan myös esittää seuraavanlaisia kysymyksiä; Johtavatko tukitoimet kapasiteetin merkittävään kasvuun kasvumahdollisuudet huomioon ottaen? Onko tukijärjestelmä taloudellisesti tehokas?

Tässä luvussa tutkin numeerisesti tuulivoiman syöttötariffijärjestelmän taloudellisia ominaisuuksia ja toimivuutta. Tutkimus pohjautuu Työ- ja elinkeinoministeriön asettaman työryhmän tekemään ehdotukseen uusiutuvaa energiaa koskevan syöttötariffin rakenteesta ja suuruudesta. Työryhmän puheenjohtajana on toiminut yli-insinööri Petteri Kuuva Työ- ja elinkeinoministeriöstä ja tutkimukseni pohjana ovat hänen työryhmänsä julkaisut ”Ehdotus tuulivoiman syöttötariffiksi – Syöttötariffityöryhmän väliraportti” (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a) sekä ”Syöttötariffityöryhmän loppuraportti – ehdotus tuulivoimalla ja biokaasulla tuotetun sähkön syöttötariffiksi” (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009b).

Lähden liikkeelle avaamalla tuulivoimarakentamisen taloudellisia elementtejä kuten kustannusten muodostumista, rahoitusta ja tuottoihin vaikuttavia tekijöitä. Tämän jälkeen esittelen oman matemaattisen mallini, jolla arvioin syöttötariffijärjestelmän toimivuutta ja vertailen tukijärjestelmien paremmuutta. Vertaan uutta syöttötariffimallia vanhaan tukimalliin tekeillä kannattavuus- ja kustannuslaskelmia. Selvitän myös hallinnollisesti määrätyn syöttötariffin suuruuden merkitystä ja oikeellisuutta. Lopuksi teen herkkyysanalyysia tärkeimpien malliin vaikuttavien tekijöiden osalta. Yhteenveto syöttötariffin toimivuudesta löytyy tämän luvun lopusta, kappaleesta 6.4.

6.1 Tuulivoiman taloudelliset parametrit

Tässä kappaleessa on esitelty olennaisimmat tuulivoiman taloudelliset parametrit eli taloudelliset tekijät, jotka vaikuttavat tuulivoimaprojekteihin sekä investointeihin niiden takana.

Tuulivoimahankkeet ovat erittäin pääomaintensiivisiä ja vaativat paljon pääomaa erityisesti hankkeen alkuvaiheissa, koska kustannukset muodostuvat valtaosin investointikustannuksista. Tuulivoimahakkeiden kustannukset voidaan jakaa kiinteisiin kustannuksiin ja muuttuviin kustannuksiin (esim. Mathew 2006, 221). Kiinteät kustannukset syntyvät projektin nojalla ja ovat todellisia riippumatta siitä, onko hanke toimiva. Ne eivät myöskään riipu tuotantomääristä lyhyellä aikavälillä. Muuttuvat kustannukset puolestaan vaihtelevat suhteessa tuotoksen määrään. Tuulivoimaloille on tyypillistä suuret kiinteät kustannukset, kun taas muuttuvat kustan-

nukset jäävät pienemmälle osalle kustannusjakaumassa. Tuulivoimala on sähkömarkkinoilla hinnanottaja, koska sen lyhyen aikavälin muuttuva kustannus on pieni, lähes nolla.

Yksi merkittävimmistä tekijöistä, joka on rajoittanut tuulivoiman laajamittaista leviämistä, on korkeat tuotantokustannukset verrattuna muihin energiantuotantomuotoihin. Tuulen epäsäännöllinen luonne ja alueellinen jakautuminen nostavat teollisen tuulivoiman kustannukset yli keskimääräisen sähköntuotantokustannusten (DeCarolus & Keith 2006, 395; Martin & Ramsey 2009, 106). Tuulivoimalla tuotetun energian kustannukset ovat kuitenkin laskeneet ajan saatossa merkittävästi. Teknologian kehityksen myötä voimaloiden suorituskyky on parantunut. Mittakaavaedut ovat laskeneet logistiikan kustannuksia ja lisänneet tuotannon tehokkuutta sekä parantaneet komponenttien toimivuutta. Voimaloiden koon kasvaessa on mittakaavaetujen lisäksi päästy hyödyntämään myös paremmin tuuliresurssia. Uusimpien tutkimusten valossa tuulivoima saattaakin olla kilpailukykyinen myös muihin sähköntuotantomuotoihin verrattuna (ks. esim. Vakkilainen ym. 2012).

Nopea tuulivoiman kehitys Euroopassa on vaikuttanut laskevasti sen kustannuksiin viimeisten 25 vuoden aikana. Tuulivoiman kustannukset ovatkin laskeneet 1980-luvulta 2000-luvulle tultaessa jopa yli 80 % (Mathew 2006, 209 vrt. Lantz ym. 2012, 3–5). Täyttä kustannusten alamäkeä tuulivoiman historia ei kuitenkaan ole. Alati laskevien kustannusten aikakausi päättyi 2000-luvun alkupuolella, jonka jälkeen tuulivoiman kustannukset kasvoivat vuosina 2004–2009, johtuen raaka-aineiden kallistumisesta, energian hinnan noususta ja työvoimakustannusten kasvamisesta (Lantz ym. 2012; ks. myös EWEA 2009, 204). Blancon (2009) mukaan kolmen vuoden aikana ennen vuotta 2009 tuulivoimalan kustannukset kasvoivat yli 20 %, pääasiassa raaka-aineiden hinnannousun ja kysynnän kasvun johdosta. Viime vuosina kustannukset ovat kuitenkin lähteneet taas laskuun ja niiden uskotaan jatkavan laskua (esim. Lantz ym. 2012; Blanco 2009; Mathew 2006) Lantz ym. (2012) mukaan laskun suuruuden määrittäminen on epävarmalla pohjalla, mutta voi olla 20 % – 30 % seuraavien kahden vuosikymmenen aikana.

Tuulienergiaan liittyvä liiketoiminta on myös muutoksessa. Suuntaus on kohti yhteisomistuksessa olevia suurempia hankkeita, vaikka pienempiä yksityisomistuksessa olevia hankkeita esiintyy vielä paljon. Tämä muutos tuo lisää rahaa alalle, koska riippuvuus pankeista vähenee ja riski hajautetaan. Yleisen taloudellisen tilanteen heikkeneminen vaikuttaa tuulivoimanprojekteihin negatiivisesti, mutta poliittinen tuki ja tukijärjestelmät pitävät tuulienergian rahoit-

tusta edelleen erittäin houkuttelevana vaihtoehtona. (EWEA 2009; ks. myös Hailikari ym. 2010)

Tekniikan kehityksen, liiketoimintamuutoksen ja öljyn hinnan nousun myötä tuulivoiman taloudellinen kilpailukyky perinteisiin sähköntuotantomuotoihin verrattuna on kasvanut. Lappeenrannan teknillisessä yliopistossa tehdyn tutkimusraportin mukaan tuulivoimalaitoksen sähkön tuotantokustannus voi olla jopa ydinvoimalaitosta pienempi (Vakkilainen ym. 2012).

Tuulivoiman tärkeimmät taloudelliset parametrit ovat investointikustannukset, käyttö- ja ylläpitokustannukset, sähkön tuotantokyky, käyttöikä ja sähkön markkinahinta. Tuulivoimalan perustaminen vaatii runsaasti pääomaa, koska kustannusrakenne on painottunut voimakkaasti projektin alkuvaiheisiin, mikä vaikuttaa hankeen taloudelliseen elinkelpoisuuteen. Blanco (2009) mukaan noin 80 % varoista täytyy olla saatavilla heti tuulivoimalaa rakennettaessa (ks. myös Martin & Ramsey 2009, 104–106). Investointikustannukset käsittävät suurimman osan tuulivoimalan eliniän aikana syntyneistä kustannuksista.

6.1.1 Investointikustannukset

Tyypillisen eurooppalaisen kahden megawatin (on-shore) tuulivoimalan investointikustannukset olivat vuonna 2006 noin 1,23 miljoonan euron luokkaa (EWEA 2009, 200). Suurin yksittäinen kustannuserä on turbiini (sis. turbiinin, tornin ja lavat sekä niiden kuljetuksen ja asennuksen paikalleen), joka käsittää noin 75 % investointikustannuksista (emt. 2009, 200; Schwabe ym. 2011, 11; vrt. Blanco 2009, 1374; Mathew 2006, 222; Shepherd & Zhang 2011, 224). Muut tekijät kuten perustukset, tiet, maa-alue ja sähköverkkoon liittäminen muodostavat pienemmän osan investointikustannuksista (EWEA 2009, 200; Blanco 2009). Näistä kustannuseristä suurin on sähköverkkoon liittämiskustannukset, joka voi käsittää jopa lähes puolet muista investointikustannuksista (EWEA, 2009, 200). Kustannukset vaihtelevat kuitenkin merkittävästi hankkeiden välillä, joten lukuihin tulee suhtautua varauksella. Pienten hankkeiden kustannukset ovat suuremmat suhteutettuna tuotantoon, koska esimerkiksi rakennus- ja pystytysvaiheissa saavutetaan vähemmän skaalaetuja. Myös maakohtaisia eroja esiintyy (ks. Schwabe ym. 2011), mutta tyypillisesti kokonaiskustannukset per asennettu kilowattitunti tuulivoimakapasiteettia vaihtelee noin 1000 €/kW ja 1350 €/kW välillä (EWEA 2009, 200–201; Blanco 2009, 1376; ks. myös REN21 2012, 28).

Suomessa tuulivoiman investointikustannustaso on ollut jonkin verran kansainvälistä tasoa korkeampi, johtuen ilmastollisista olosuhteista sekä siitä että projektikoko on ollut yleisesti melko pieni (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 13). Suomessa tuulivoimaloiden investointikustannukset ovat laskeneet rannikkoseuduille rakennetuissa kohteissa aina viime vuosiin saakka (Vakkilainen ym. 2012, 7). Emt. (2012, 7) mukaan kustannukset ovat laskeneet 1990-luvun alkupuolen 2000–2500 €/kW lukemista 1500 €/kW tasolle, mutta huomauttavat, että kustannustaso vaihtelee projektin koon ja sijainnin mukaan (esim. rannikolle suunnitellun kymmenen 5 MW voimalan investointikustannukset arvioidaan olevan 68 milj. € eli 1360 €/kW). Hallituksen esityksessä (152/2010) arvioidaan tuulivoiman investointikustannusten olevan Suomessa 1400–1500 €/kW. Myös esimerkiksi Lund (2011) on käyttänyt laskelmissaan 1500 €/kW investointikustannusta. Kuuva (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a) työryhmineen on käyttänyt tariffitason määrittämiseksi investointikustannusta 1400 €/kW, joten lähdän myös laskelmissani siitä liikkeelle. Investointikustannusten uskotaan kuitenkin laskevan tulevaisuudessa, joten lukuihin täytyy suhtautua varauksella. Esimerkiksi Blanco (2009, 1380) arvioi maalle rakennettava tuulivoimalan investointikustannusten olevan vuonna 2020 noin 826 €/kW ja vuonna 2050 noin 762 €/kW (ks. myös Lantz ym. 2012).

6.1.2 Käyttö- ja ylläpitokustannukset

Käyttö- ja ylläpitokustannuksiin kuuluu vakuutus-, korjaus-, varaosa-, hallinta- ja tavalliset käyttökustannukset. Nämä muodostavat suurimman osan vuotuisista tuulivoimalan kustannuksista (EWEA 2009, 204). Vakuutus- ja tavalliset käyttökustannukset ovat verrattain helppo arvioida etukäteen, mutta korjauskustannukset ja niihin liittyvät varaosakustannukset ovat vaikeammin ennustettavissa. Tekniikan nopeasta kehityksestä ja tuulivoima-alan nuoruudesta johtuen meillä ei ole tarpeeksi informaatiota, jotta nykyaikaisten tuulivoimaloiden korjauskustannuksia koko niiden elinkaaren ajalta pystyttäisiin tarkasti arvioimaan. EWEA:n (2009, 205) mukaan käyttö- ja ylläpitokustannusten arvioidaan usein olevan 1,2–1,5 senttiä/kWh tuulivoimalan elinkaaren aikana. Samoilla linjoilla on myös Blanco (2009, 1376), joka arvioi käyttö- ja ylläpitokustannusten olevan 1–1,5 senttiä/kWh ja keskimäärin 1,2 senttiä/kWh. Mathew (2006, 223) määrittää käyttö- ja ylläpitokustannusten olevan 1,5–2 % pääomakustannuksista, joka kilowattituntikustannuksiksi muutettuna on keskimäärin noin 0,8–1,2 senttiä/kWh. Myös Shepherd & Zhang (2011, 226) arvioivat käyttö- ja ylläpitokustannus-

ten olevan 1–2 % investointikustannuksista, mutta huomauttavat että kustannukset kasvavat voimalan iän kasvaessa ja voivat olla jopa 7 % 16–20 vuoden ikäisellä voimalalla.

Suomessa huolto- ja korjauskustannukset ovat olleet suhteellisen korkeita verrattuna maihin, joissa tuulivoimaa on rakennettu paljon. Voimalan hankalat sijainnit sekä pohjoinen ilmasto pakkasineen, jäineen ja lämpötilavaihteluineen nostavat kustannuksia. Vakkilainen ym. (2012) arvioivat tuulivoimaloiden käyttökokemusten perusteella Suomessa sijaitsevien laitojen käyttö- ja ylläpitokustannusten olevan 1–1,5 senttiä/kWh, laitojen yksikkökoon ja sijoittelun tuulivoimapuistoiksi alentaessa kustannuksia. Hallituksen esityksessä 152/2010 vastaavat kustannukset saavat arvon 1,2 senttiä/kWh. Kuvun työryhmä puolestaan arvioi käyttö- ja ylläpitokustannusten olevan usein 2–3 % projektin alkuperäisestä investointikustannuksesta, mikä vastaa noin 1,2–1,8 senttiä/kWh tuotantokustannuksia (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 14–15). Kolmen megawatin tuulivoimalalle laskettuna käyttö- ja ylläpitokustannukset ovat tämän mukaan 28 euroa per kilowatti vuodessa (2400 h/a huipunkäyttöajalla, ks. 6.1.5 Sähkön tuotantokyky). Huomioitavaa on myös, että käyttö- ja ylläpitokustannukset vaihtelevat suuresti hankekohtaisesti ja keskimääräiset kulut ovat vain suuntaa antavia. Esimerkiksi tuulivoimapuistohankkeissa käyttö- ja ylläpitokustannukset ovat huomattavasti pienemmät kuin yksittäisten tuulivoimaloiden mittakaavaetujen johdosta.

6.1.3 Muut kustannukset

Tuulivoimatuottajan kohtaamia muita kustannuksia ovat maan vuokra, vakuutus- sekä vero- ja tasehallintakustannukset (vrt. yllä 6.1.1 Investointikustannukset ja 6.1.2 käyttö- ja ylläpitokustannukset). Nämä käsittävät suhteessa pienemmän osan kustannuksista ja saattavat vaihdella merkittävästi projektikohtaisesti. Esimerkiksi maan vuokran voi sisältyä käyttö- ja ylläpitokustannuksiin tai se voi olla myös osa investointikustannuksia, jos se maksetaan etukäteen konttäsommuna maanomistajalle. Syöttötariffin määrittämisessä ei ole huomioitu maa-alueen hankinta tai vuokraamisen aiheuttamia kuluja, koska tieto ei ole julkista ja hinnoissa on merkittävää vaihtelua (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009b, 12). Muita merkittäviä kustannuksia ovat kiinteistöverokustannukset ja tasehallinnan kustannukset, jotka esimerkiksi Kuvun työryhmineen (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a) on erottanut muista kustannuksista. Tätä mallia seuraan omissa laskelmissani. Tasehallinnan kustannukset on määritetty yleisesti olevan 2 €/MWh (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 15, 31–32; HE 152/2010; vrt. Helander 2007; Holttinen ym. 2006; IEA 2012, 98). Tasehallintakustannuksilla tarkoitetaan kustannuksia,

jotka syntyvät säätö- ja tasesähkömarkkinoilla kun ennustettu tuotanto ei vastaa toteutunutta tuotantoa (Holtinen ym. 2013). Kustannukset pienenevät, jos tuottaja pystyy ennustamaan tuotantonsa hyvin, mikä luo oman haasteensa tuulivoimalle, johtuen se vaihtelevasta luonteesta. Lisäksi tämä on herättänyt keskustelua säätövoiman tarpeesta Suomessa tuulivoiman lisääntyessä. Säätövoima on nopeasti käynnistyvää sähköntuotantoa, joka tasaa hetkitäisiä vaihteluita (ks. esim. Holtinen 2004). Tutkimuksissa on osoitettu, että Suomeen ei tarvitsisi rakentaa lisää säätövoimaan sopivaa tuotantoa, vaikka tuulivoimaa rakennettaisiin 2000–3000 megawatin edestä, vaan säätövoiman käyttö ainoastaan lisääntyisi selvästi (ks. esim. Holtinen 2004; Helander 2007).

Tuulivoimaloiden kiinteistövero on ollut yleisen kiinteistöveroprosentin mukaan 0,5–1 % (kiinteistöverolaki 654/1992), mikä puolestaan nostaa tuulivoiman tuotantokustannuksia Kuuvan ym. mukaan arviolta 0,5–2 €/MWh (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 15). Tariffitason määrittämiseen käytettiin 1,5 €/MWh kiinteistöverovaikutusta (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009b, 11–12; HE 152/2010). Tuulivoimaloiden kiinteistöverotusta ollaan uudistamassa (ks. HE 76/2013), mutta mainittavaa vaikutusta tuulivoiman tuotantokustannuksiin ei esityksellä pitäisi olla (HE 76/2013, 4.2).

6.1.4 Käyttöikä

Euroopassa tuulivoimalan taloudellisena käyttöikä on yleisesti pidetty 20 vuotta, mutta USA:ssa tehtyjen tutkimusten mukaan tuulivoimalan käyttöikä voi olla 30 vuotta, jos sitä huolletaan vuosittain ja merkittäviä osia kunnostetaan 10 vuoden välein (Shepherd & Zhang 2011, 227). Mathew:n (2006) mukaan käyttöiän pidentäminen vähentää vuosittaisia kustannuksia, koska alkuinvestointi voidaan jakaa useammalle vuodelle. Käyttöiän pidentäminen 15 vuodesta 30 vuoteen laskee kustannuksia lähes 25 % (Mathew 2006, 213). Kustannuslaskelmissa käyttöiällä on siis merkittävä vaikutus kustannusten jakautumiselle sekä kustannustehokkuudelle. 20 vuoden käyttöikää käytetään kirjallisuudessa eniten (mm. EWEA 2009; Blanco 2009; Mathew 2006; HE 152/2010; Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a; Lindroos ym. 2012), mutta esim. Vakkilainen ym. (2012) ja Lund (2011) käyttävät 25 vuoden käyttöikää, mikä parantaa tuulivoiman kustannustehokkuutta. Pidempi käyttöikä on siis mahdollista, mutta käyttö- ja ylläpitokustannukset nousevat kuitenkin merkittävästi 20 vuoden jälkeen, joten tuulivoimalan elinkaareksi on järkevämpää arvioida 20 vuotta.

6.1.5 Sähkön tuotantokyky

Tuulivoimatuottaja tuottaa käytännössä sähköä aina niin paljon kuin voi, koska marginaalikustannukset ovat hyvin pienet. Vuonna 2011 Suomessa syötettiin sähköverkkoon tuulivoimalla tuotettua sähköä noin 481 gigawattituntia (Turkia & Holttinen 2013, 3). Tuulivoimalan tuottaman sähkön määrä riippuu tuulivoimalan koosta, tuulen nopeudesta kyseisellä paikalla, häiriötunneista ja teknisistä vioista sekä voimalan tuotantotehokkuudesta. Tuulivoimalat ovat erikokoisia eivätkä tuota kokoajan samalla teholla sähköä, joten niitä on vaikea verrata suoraan toisiinsa. Tuulivoimaloiden tuotantolukuja verrataan usein suhteuttamalla tuotanto nimellisteho, jolloin saadaan tunnusluvuksi ns. huipunkäyttöaika (Turkia & Holttinen 2013, 21).

Kaava 1. Huipunkäyttöaika.

$$t_h = \frac{\text{Tuotanto (kWh)}}{\text{Nimellisteho (kW)}}$$

Lähde: (Turkia & Holttinen 2013, 21)

Tämä kertoo tunneissa määrän joka kuluisi vuodessa tuotetun energian tuottamiseen, mikäli laitos toimisi koko ajan nimellistehollaan. Tuulivoimalat toimivat 80–90 % ajasta, mutta suurimman osan ajasta vain osateholla nimellistehostaan (Holttinen & Peltola 2009). Maksimi huipunkäyttöaika on siis vuodessa esiintyvät tunnit, eli 8760 h/a, mutta yleisesti yli 2400 h/a huipunkäyttöaikaa voidaan pitää hyvänä tuulivoimalan tuotantona (Turkia & Holttinen 2013, 21). Vuonna 2011 keskimääräinen huipunkäyttöaika oli Suomessa 2121 h/a ja suurin huipunkäyttöaika 3973 h/a (emt. 2013, 32). Jos otetaan huomioon vain yli 90 % käytettävyydellä toimineet laitokset, keskimääräinen huipunkäyttöaika oli 2404 h/a vuonna 2011. Keskimääräinen nimellisteholtaan kolmen megawatin voimala tuotti sähköä siis vuonna 2011 noin 7200 megawattituntia (3 MW x 2404 h). Huipunkäyttöaika vaihtelee suuresti laitosten välillä ja on voimakkaasti sidoksissa tuulivoimalan sijaintiin. Suomessa merelle rakennetut laitokset omaavat parhaan huipunkäyttöajan ja usein vastaavasti sisämaahan rakennetut huonoimman (ks. Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 31). Lisäksi nimellisteholtaan suuremmilla voimaloilla on usein parempi huipunkäyttöaika (ks. Turkia & Holttinen 2013, 35). Tämä johtunee myös siitä, että teknologian kehittyessä uudemmat (ja samalla suuremmat) voimalat toimivat var-

memmin ja niillä on vähemmän vikatiloja ja toimintakatkoksia, mistä voidaan päätellä, että tuulivoimaloiden koon kasvaessa myös huipunkäyttöaika tulee nousemaan tulevaisuudessa.

Kuuva työryhmineen käyttää syöttötariffitason määrittämiseksi 2400 h/a huipunkäyttöaika (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a), joka on hieman yli keskimääräisen, mutta kuvaa varmasti uusimpien laitosten huipunkäyttöaika todennukaisemmin. Vakkilainen ym. (2012) käyttävät laskelmissaan tuulivoimalle 2200 h/a huipunkäyttöaika, samoin Lund (2011). Blanco (2009) puolestaan käyttää pääasiassa 2100 h/a huipunkäyttöaika, mutta kertoo sen vaihtelevan 1700–3000 h/a riippuen voimalan sijainnista ja maasta (esim. keskimäärin Espanjassa 2342 h/a, Tanskassa 2300 h/a ja Englannissa 2600 h/a) (ks. myös Schwabe ym. 2011, 9).

6.1.6 Pääoma

Yritys hankkii investointinsa rahoittamiseen tarvittavan pääoman oman pääoman tai vieraan pääoman muodossa. Tuulivoima on erittäin pääomavaltainen sähköntuotantomuoto, joten pääoman rakenne vaikuttaa merkittävästi projektin kustannuksiin ja elinkaareen. Suuren alkuinvestoinnin takia tarvitaan suhteellisen paljon pääomaa, joka rahoitetaan usein lainarahalla. Pankit ja rahoituslaitokset eivät rahoita projekteja kokonaan, vaan yleisesti lainarahoituksen osuus on 70–75 %, mutta toisinaan myös 80 % lainaosuus on mahdollinen (EWEA 2009, 222). Laskelmissani olen käytetty 70 % vieraan pääoman osuutta ja 30 % omanpääoman osuutta. Myös esimerkiksi Kuuva työryhmineen käyttää samaa osuutta (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a; 2009b; myös HE 152/2010). Pääoman osuudet saattavat vaihdella maittain, joten toisenkinlaisia pääoman suhteita on käytetty (ks. Schwabe ym. 2011). Esimerkiksi Blanco (2009) käyttää 80/20 suhdetta. Vieraan pääoman osuuden kasvaessa lainakustannukset nousevat, joka vaikuttaa projektien kannattavuuteen. Käyttämäni pääomien suhde kuvaa keskimääräistä tuulivoimalahanketta, mutta toisenkinlaiset suhteet ovat mahdollisia riippuen projektista.

6.1.6.1 Oma pääoma

Tuulivoimayrityksen kannattaa tulla alalle vain jos se tuottaa voittoa, eikä syö omistajiensa varoja. Omalle pääomalle vaadittava tuotto vaihtelee toimijoiden välillä riippuen riskinkantokyvystä ja siitä, kuinka suureksi kukin riskit arvioi. Syöttötariffijärjestelmä poistaa tai ainakin pienentää sähkön markkinahinnasta johtuvan riskin, mutta tuulivoimaprojekteissa esiintyy

myös muita riskitekijöitä, kuten epävarmuus tuotantomääristä tai huolto- ja käyttökustannuksista. Mitä pienempi oman pääoman tuottovaatimus, sitä suurempi osa tuulivoimaprojekteista on taloudellisesti houkuttelevia. Syöttötariffin määrittelemisessä Kuvvan työryhmä on käyttänyt 10 % oman pääoman tuottovaatimusta (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a; HE 152/2010). Shepherd & Zhang (2011) puolestaan ovat tehneet laskelmia 8 % ja 10 % oman pääoman tuottovaatimuksella (ks. myös Schwabe ym. 2011, 10). Blanco (2009) on käyttänyt laskelmissaan vastaavana arvona 7 %. Olen päättänyt käyttämään laskelmissani pääasiallisesti 8 % oman pääoman tuottovaatimusta, mutta olen huomionut uuden syöttötariffijärjestelmän vaikutuksen siihen myöhemmissä laskelmissani.

6.1.6.2 Lainapääoma

Tuulivoimaprojektin rahoituksesta merkittävä osa on lainarahaa, jonka takia lainaehdoilla on keskeinen rooli laskettaessa tuotantokustannuksia ja projektin kannattavuutta. Tuulivoimalahanke ei lähtökohtaisesti kykene tuottamaan voittoa vasta kuin usean vuoden jälkeen siitä, kun hanke on aloitettu. Mikäli rahoittajilla ei ole selkeitä takuita siitä, että he tulevat saamaan sijoittamansa pääoman tuottoineen takaisin kohtuullisessa ajassa tuulivoimahankkeen aloittamisesta, on mahdollista, että rahoittajat suuntaavat pääomansa riskittömämpiin sijoituskohteisiin. Tuulivoimahankkeen kokonaisriski ja projektin vaihtoehtoinen tuotto määrittävät lainalle koron. Lainapääoman korko on tuulivoimahankkeissa ollut tyypillisesti 5–10 %, mutta vaihtelee merkittävästi maiden välillä (EWEA 2009, 207; Schwabe ym. 2011, 10; myös Blanco 2009, 1376). Kuvva ym. käyttävät 5 % lainapääoman korkoa määritellessään syöttötariffia (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 32; myös HE 152/2010). Blanco (2009) puolestaan laskelmissaan 7,5 % keskimääräisenä. Vakkilainen ym. (2012) käyttävät 5 % reaalikorkoa, mikä tarkoittaa, että korkoa on korjattu huomioimalla inflaatio (ks. Mathew 2006, 218–219). Myös Lund (2011) käyttää laskelmissaan reaalikorkoa ja antaa tälle arvon 6 %. EWEA (2009, 223) on arvioinut tuulivoimarakentamisen koron olevan tyypillisesti 1–1,5 % korkeammalla kuin peruskorko. Käytän aluksi laskelmissani keskimääräistä 7,5 % lainapääoman korkoa, mutta teen lopuksi herkkyyssanalyysin koron mahdollisista vaihteluista.

Tyypillinen laina-aika Euroopassa on EWEA (2009, 223) mukaan 10–15 vuotta, joka on pidentynyt tuulivoiman yleistyessä ja kokemusten kertyessä (vrt. Schwabe ym. 2011, 10; Blanco 2009, 1376). Suomessa laina-aika on usein 12 vuotta (esim. Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a; 2009b; HE 152/2010). Tämä on myös syöttötariffin maksimaalinen maksatusaika.

Huomattavasti tariffin kestoja pidempiä lainoja voi olla vaikea saada, koska riskit kasvavat tariffin loputtua sähkön markkinahinnasta johtuvista epävarmuuksista. Käytän laskelmissani 12 vuoden laina-aikaa.

6.1.7 Muut taloudelliset parametrit

6.1.7.1 Sähkön markkinahinta

Syöttötariffijärjestelmä vähentää sähkön markkinahinnan vaihtelusta aiheutuvaa riskiä investoijille. Sähkön markkinahinnan vaihtelu vaikuttaa kuitenkin tuulivoimalan tuottoihin syöttötariffiajan umpeuduttua. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla sähkön markkinahinta vaihtelee voimakkaasti. Kuukausittainen sähkön hinta Suomessa on vaihdellut 14 €/MWh ja 94 €/MWh välillä vuodesta 2003 lähtien, ollen keskimäärin 40 €/MWh (Nord Pool, viitattu 7.11.2013). Tämä vaihtelu vaikeuttaa tuulivoimalan tuottojen arvioimista, mutta koska syöttötariffijärjestelmä takaa 12 vuoden ajan tuulivoimalla tuotetusta sähköstä takuuhinnan, sähkön markkinahinnan vaihtelu vaikuttaa vain projektin loppupuolen tuottoihin, joita arvotetaan vähemmän. Tariffiajan jälkeisen sähkön myynnin osuus on noin 20 % diskontatuista kokonaistuotoista (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 14). Jos sähkönmarkkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvo ylittää syöttötariffin, saa tuulivoimatoimija myös tariffiaikana odotettua suurempia tuottoja. Syöttötariffin tarkoituksena on kuitenkin poistaa sähkön markkinahinnan vaihtelun aiheuttamat tappioriskit ja taata näin tuulivoimatoimijalle tasainen tulovirta.

Sähkön markkinahinnan vaihtelu vaikuttaa kuitenkin maksettavaan syöttötariffin määrään, kun maksettava preemio muuttuu sähkön hinnan muuttuessa, mikä aiheuttaa epävarmuutta järjestelmän kustannusten laskemisessa sekä tehokkuuden arvioimisessa (ks. 4.4 Järjestelmän kustannukset). Erilaisten sähkön markkinahintojen vaikutusta maksettuihin tariffeihin on esitellyt mm. Lindroos ym. (2012). Aion myös itse analysoida sähkön markkinahinnan vaikutuksia maksettuihin syöttötariffeihin sekä järjestelmän toimivuuteen, sillä hinnalla on suuri vaikutus järjestelmään kustannuksiin ja mahdollisesti myös mallien paremmuuteen.

Kuuva työryhmineen on käyttänyt 50 €/MWh sähkön markkinahintaa määritellessään syöttötariffia (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 31). Pitkällä aikavälillä sähkön markkinahinta on ollut nousujohteinen (ks. kuva 11), joten sähkön markkinahinnan voisi uskoa nousevan tulevaisuudessa. Syöttötariffijärjestelmän käyttöönoton (2011) jälkeen sähkön markkinahinta on kuitenkin ollut ennemminkin laskeva (ks. kuva 12). Sähkön markkinahinnan tulevaa kehitystä

on vaikea arvioida, sillä siihen vaikuttavia tekijöitä on runsaasti. Tutkin sähkön markkinahinnan vaikutusta syöttötariffijärjestelmää jäljempänä.

Kuva 12. Sähkön markkinahinnan kehitys vuodesta 2011 eteenpäin.



Lähde: Nord Pool

Runsaalla tuulivoiman määrällä on myös oma vaikutuksensa sähkön markkinahintaan. En kuitenkaan käsittele tässä tarkemmin tuulivoiman lisääntymisen vaikutusta sähkön markkinahintaan.

6.1.7.2 Diskonttaus

Diskonttaamisella tarkoitetaan tulevaisuuden rahavirran nykyarvon laskemista, eli tulevien tulojen ja kustannusten arvottamista nykyrahassa (ks. esim. Mathew 2006, 215). Diskonttokorko muodostuu pääoman kustannuksesta, joka on korjattu rahavirran epävarmuuteen liittyvillä tekijöillä ja inflaatiolla. Inflaatiolla on vaikutusta syöttötariffijärjestelmän toimivuuteen ja kustannuksiin, koska itse tariffiin ei tehdä inflaatiokorjausta. Tämä merkitsee tariffitason

reaalista laskua inflaation verran. Hyödynnän korjattua diskonttokorkoa, joka on laskettu kaavalla 2:

Kaava 2.

$$1 + I = \frac{1 + i}{1 + r}$$

I = korjattu diskonttokorko

i = nimelliskorko

r = inflaatio

Käytän 3 % inflaatiota (myös esim. Blanco 2009), jolloin korjattu diskonttokorko saa laskelmissani arvon 4,9 %. Diskonttokoron arvo saattaa vaikuttaa kustannuslaskelmiin merkittävästi, joten teen sille herkkyyssanalyysin jäljempänä.

6.2 Matemaattisen mallin esittely

Tutkimuksen matemaattinen malli, johon numeerinen analyysi perustuu, lähtee liikkeelle tuulivoimatuottajan voittofunktiosta (kaava 3).

Kaava 3.

$$\pi = p * y - c(y)$$

p = sähkön hinta (€/MWh)

y = tuotanto (MWh)

c = kustannukset (€)

Tuulivoimatuottajan kannattaa tulla alalle vain jos se tuottaa voittoa, eli tulot ovat suuremmat kuin kustannukset ($p y > c[y]$). Tavoitteena Suomella on nostaa tuulivoiman asennettu kokonaiskapasiteetti 2500 megawattiin, joten tuulivoimatoimijoita tulee saada alalle tätä vastaava määrä. Koska markkinoilta saatava tulo ei useinkaan riitä kustannusten ja tarvittavan katteen

saamiseksi tuulivoimayrityksille, on uudessa syöttötariffimallissa suunniteltu maksettavaksi tuulivoimatuottajalle tariffi, joka tekee näin projekteista useammin kannattavia ja mahdollistaa uusien tuulivoimayritysten alle tulon.

Huomioitaessa uusi syöttötariffimalli tuulivoimatuottajan voittofunktio muodostuu seuraavanlaisista komponenteista (kaava 4):

Kaava 4.

$$\pi = F * y - c(y)$$

F = takuuhinta tuulivoimalla tuotetulle sähkölle (€/MWh)

y = tuotanto (MWh)

c = kokonaiskustannukset (€)

Tuulivoimalla tuotetulle sähkölle maksetaan siis takuuhinta F , joka on 83,50 €/MWh tai nopean investoijan etua käyttävälle ensimmäiset kolme vuotta, mutta vain vuoteen 2015 asti, 105,30 €/MWh. Takuuhinta koostuu tuulivoimayrityksen markkinoilta saamastaan sähkön hinnasta p ja tariffina maksetusta tuesta T (kaava 5).

Kaava 5.

$$F = p + T$$

p = sähkön markkinahinta (€)

T = tariffi (€)

Tuulivoimalan kustannukset muodostuvat laskelmissani aikaisemmin mainituista investointikustannuksista, käyttö- ja ylläpitokustannuksista sekä muista kustannuksista kuten vero- ja tasehallintakustannuksista (kaava 6).

Kaava 6.

$$c(y) = I + K(y) + e(y)$$

I = investointikustannukset (€)

K = käyttö- ja ylläpitokustannukset (€)

e = muut kustannukset (€)

Investointikustannukset katetaan osin omalla pääomalla ja osin vieraalla pääomalla. Käytän laskelmissani 70 % vieraan pääoman osuutta, joka on lainattu 12 vuodeksi. Laina on niin sanottu annuiteetilaina, joka maksetaan takaisin samansuuruisina maksuerinä vuosittain. Nämä erät sisältävät sekä lainapääoman lyhennyksen että korkokulut. Laina on otettu 12 vuoden ajalle korolla r , jolloin vuosittaiset lainapääoman kustannukset $i(t)$ muodostuvat seuraavasti (kaava 7):

Kaava 7.

$$i(t) = (I * 0,7) * \left[\frac{r(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} \right]$$

t = aika vuosina

r = lainapääoman korko

Vanhassa energia- ja verotukimallissa tuulivoimatuottajan voittofunktio ja sen komponentit muodostuvat laskelmissani puolestaan seuraavasti (kaava 8):

Kaava 8.

$$\pi = p * y - c(y) + v(y)$$

v = verotuki (€)

Verotuella tarkoitetaan tuulivoimalla tuotetulle sähkölle vanhassa mallissa maksettavaa tukea, joka oli 6,9 €/MWh. Lisäksi tuulivoimayrityksille maksettiin energiatukea, joka oli keskimäärin 30 % investointikustannuksista (ks. 5. Vanha tuulivoiman tukijärjestelmä). Energiatuki pienensi siis tuulivoimayrityksen kohtaamaa investointikustannusta, joten vanhan mallin kustannukset muodostuivat seuraavasti (kaava 9):

Kaava 9.

$$c(y) = U + K(y) + e(y)$$

U = investointikustannukset energiatuen jälkeen (€)

Investointikustannukset energiatuen jälkeen ovat (kaava 10):

Kaava 10.

$$U = 0,7 * I$$

Käytän vanhassa mallissa myös 70 % vieraan pääoman suhdetta, joten vanhan mallin lainapääoman vuotuiset kustannukset muodostuvat seuraavasti (kaava 11):

Kaava 11.

$$i(t) = (U * 0,7) * \left[\frac{r(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} \right]$$

Lainan kustannukset jakautuvat siis kahdelletoista ensimmäiselle vuodelle. Tuloja puolestaan tuulivoimalasta kertyy koko sen elinkaaren ajan, eli laskelmissani 20 vuotta. Käytän laskelmissani keskimääräistä 8 % oman pääoman tuottovaatimusta. Diskonttaan tulevat tulot ja kustannukset ottamalla inflaation huomioon käyttämällä korjattua diskonttokorkoa (ks. Mathew 2006, 219). Sähkön markkinahintana käytän aluksi laskelmissani 50 €/MWh hintaa, mutta tutkin myöhemmin muunkinlaisten markkinahintojen mahdollisuutta ja vaikutuksia.

Mallissa ei ole huomioitu syöttötariffijärjestelmän alarajaa, joka tulee vastaan kun sähkön markkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvo laskee alle 30 €/MWh, jolloin maksetaan ta-

voitehinta vähennettynä 30 eurolla megawattitunnilta. Monjas-Barroso ja Balibrea-Iniesta (2013) ovat simuloineet tutkimuksessaan *“Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options”* sähkön markkinahinnan kehityksen Suomessa ja pitävät epätodennäköisenä rajan kohtaamista, jolloin alarajalla on vähäinen merkitys saatavaan tariffiin. Sähkön markkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvon painuminen alle 30 €/MWh on kuitenkin mahdollinen, joten mielestäni sitä mahdollisuutta ja sen vaikutuksia investointipäätöksiin tulisi tutkia.

6.2.1 Lähtöoletukset

Olen tehnyt laskelmani nimellisteholtaan kolme megawatin tuulivoimalalle, jonka tekninen käyttöikä on 20 vuotta. Lähtöoletuksena olen käyttänyt laskelmissani sähkön markkinahinnan arvoa 50 €/MWh, mutta tutkin jäljempänä sen muutoksen vaikutuksia. Perusoletuksena käytän 30 % oman pääoman osuutta ja 70 % vieraan pääoman osuutta. Laina-aika on laskelmissani 12 vuotta ja lähden liikkeelle 7,5 % lainapääoman korosta. Oman pääoman tuottovaatimus on puolestaan 8 %. Keskimääräisen kolmen megawatin tuulivoimalan tuotanto perustuu perusmallissa 2400 h/a huipunkäyttöaikaan, josta vuosituotannoksi saadaan 7200 megawattituntia. Perusmallissa investointikustannukset tuulivoimalalle ovat 1400 €/kW, josta kolmen megawatin tuulivoimalan investointikustannuksiksi saadaan 4,2 miljoonaa euroa. Käyttö- ja ylläpitokustannukset ovat 28 €/kW vuodessa eli 84 000 € keskimääräiselle kolmen megawatin tuulivoimalalle. Tasehallinnan kustannukset puolestaan 2 €/MWh ja kiinteistöverokustannukset 1,5 €/MWh. Lisäksi käyttämäni korjattu diskonttokorko on 4,9 %. Huomioitavaa on, että lähden liikkeelle keskimääräisen kolmen megawatin tuulivoimalan arvoista, joten toisenkinlaiset tulokset ovat mahdollisia.

6.3 Järjestelmien toimivuus ja paremmuus

Tässä kappaleessa vertailen uuden syöttötariffijärjestelmän ja vanhan energia- ja verotukimallin vaikutuksia tuulivoimalan kannattavuuteen, tuloihin ja kustannuksiin matemaattisen mallini avulla. Käytän laskelmissani MatLab -ohjelmaa. Lähden liikkeelle arvioimalla keskimääräisen tuulivoimatuottajan voitot eri malleissa. Ovatko voitot suuremmat uudessa mallissa, jolloin tuulivoimarakentamisen tulisi lisääntyä? Käsittelen erikseen nopean investoijan etua uudessa syöttötariffimallissa. Tämän jälkeen katson tarkemmin tuulivoimatuottajien voiton muodostumista eri alueilla. Käsittelen myös takuuhinnan määrittämistä ja sen oikeellisuutta

uudessa syöttötariffimallissa. Lisäksi teen herkkyyssanalyysit sähkön markkinahinnalle, takuuhinnalle, diskonttokorolle, lainakorolle ja investointikustannuksille sekä tuotannolle.

Uusi syöttötariffimalli perustuu siis tuulivoimalla tuotetulle sähkölle maksettavaan takuuhintaan, joka on hallinnollisesti päätetty olevan 83,50 €/MWh. Nopeille investoijille maksetaan lisäksi kolmen vuoden ajan (vuoteen 2015 asti) lisäbonusta, jolloin takuuhinta on 105,30 euroa megawattitunnilta. Vanhassa mallissa puolestaan tuulivoimatuottajalle maksettiin energiatukea, joka oli keskimäärin 30 % investointikustannuksista, sekä verotukea 6,9 €/MWh. Laskelmissani käytän nimellisteholtaan 3 MW voimalaa, mutta tutkimuksen voisi yhtä hyvin viedä läpi myös muilla voimalatyypeillä, kuten 1 MW tai 2 MW.

6.3.1 Kannattavuuslaskelmat

6.3.1.1 Perusmalli

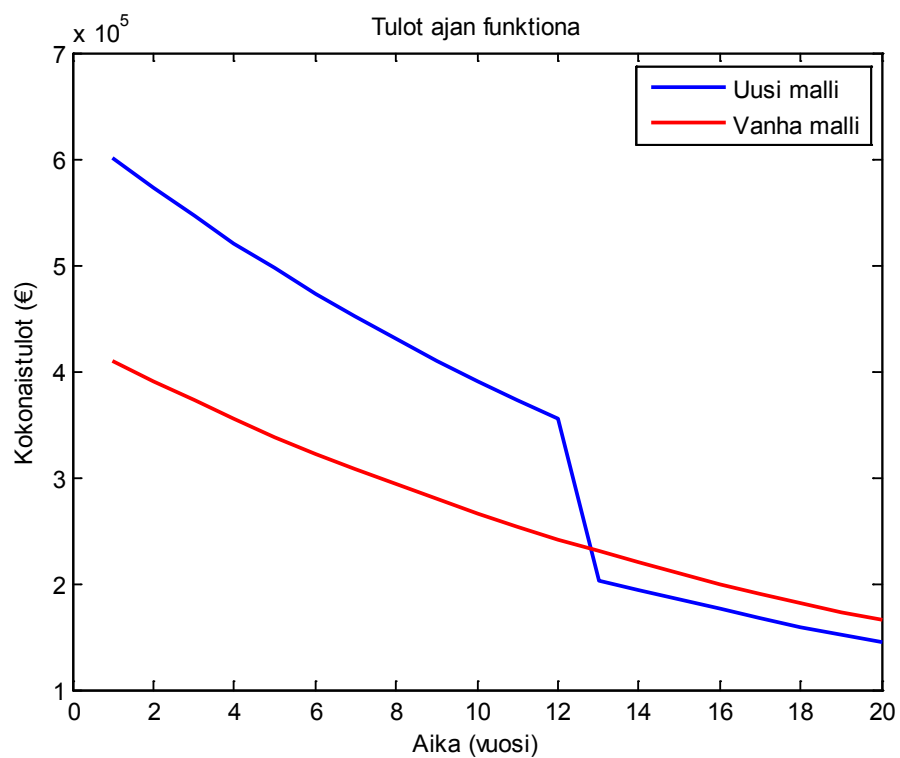
Jotta uusi syöttötariffijärjestelmä lisäisi merkittävästi tuulivoimaa Suomessa, täytyy sen lisätä tuulivoimatuottajan voittoja vanhaa malliin nähden, jolloin alalle tulee uusia yrityksiä ja lisää hankkeita. Kolmen megawatin tuulivoimalan tulot, kustannukset ja kokonaisvoitot koko sen elinkaaren ajalta uudessa sekä vanhassa mallissa on esitelty alla taulukossa 4.

Taulukko 4. 3 MW tuulivoimalan tulot, kustannukset ja voitot sen elinkaaren ajalta diskontattuna nykyhetkeen.

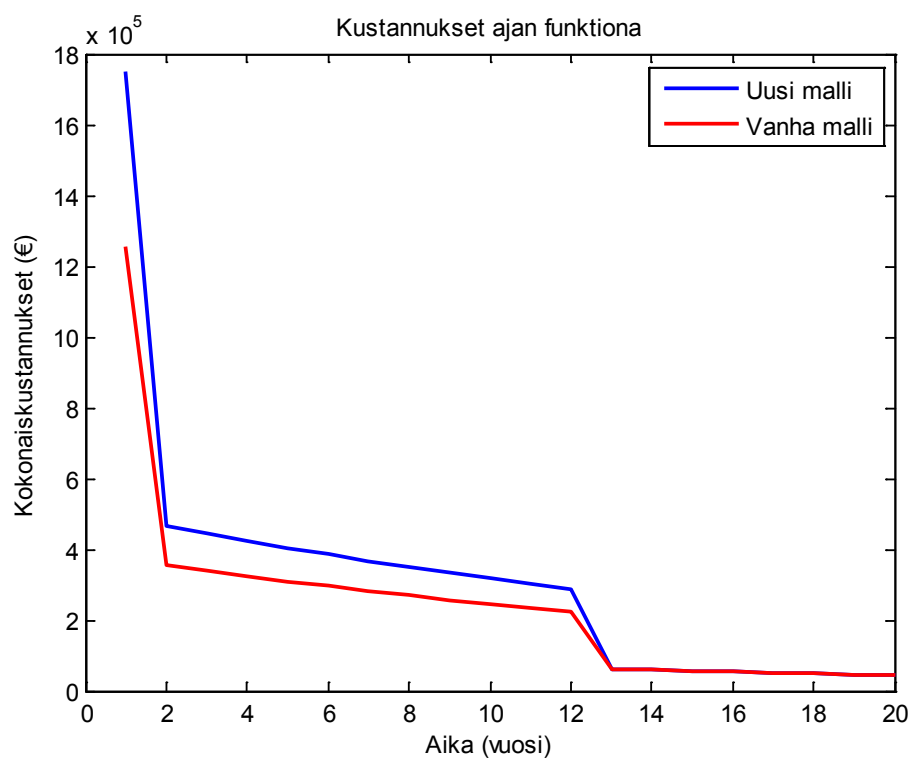
	Uusi malli	Vanha Malli
Tulot	7 001 700 €	5 401 400 €
Kustannukset	6 253 500 €	4 809 400 €
Voitot	748 200 €	592 000 €

Uusi syöttötariffijärjestelmä parantaa tuulivoiman kannattavuutta. Keskimääräinen kolmen megawatin tuulivoimala hyötyy uudesta syöttötariffimallista, koska sen voitot ovat suuremmat, kuin vanhassa mallissa. Uusi malli tekee useammasta projektista kannattavan kuin edeltäjänsä, minkä pitäisi tuoda lisää tuulivoimatoimijoita alalle. Tulojen, kustannusten ja voittojen ajallisen jakautumisen uudessa ja vanhassa mallissa voimme nähdä kuvioista 1, 2 ja 3.

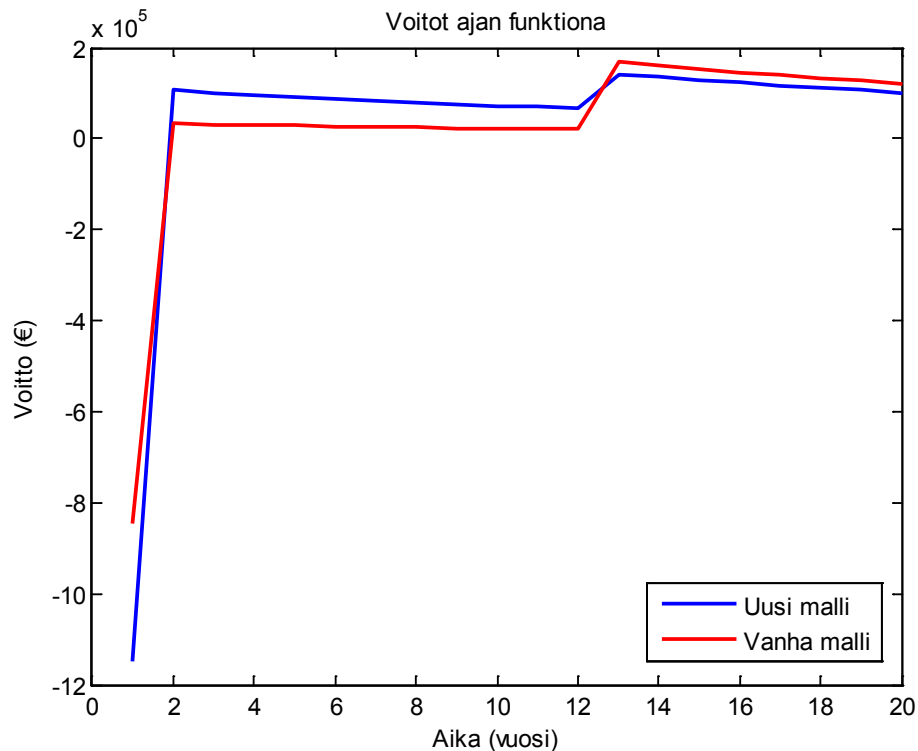
Kuvio 1. Tulot tuulivoimalan elinkaaren ajalta.



Kuvio 2. Kustannukset tuulivoimalan elinkaaren ajalta.



Kuvio 3. Voittot tuulivoimalan elinkaaren ajalta.



Uusi malli nostaa ensimmäisten vuosien kustannuksia, johtuen energiatuen poistumisesta, mutta samalla tulot kasvavat merkittävästi syöttötariffin ansiosta. Vanhassa mallissa tulot jakautuvat tasaisemmin ja tuulivoimalan elinkaaren loppupuolella tulot ovat suuremmat kuin uudessa mallissa. Tämä johtuu verotuista, joita voi saada koko tuulivoiman tuotantoelinkaaren ajan, toisinkuin syöttötariffia, joka loppuu 12 vuoden jälkeen. Tulee kuitenkin huomioida, että laskelmat on tehty 50 €/MWh sähkön markkinahinnalla, mutta todellisuudessa hintaan liittyy monia epävarmuuksia ja se saattaa vaihdella voimakkaasti. Sähkön markkinahinta vaikuttaa vanhassa mallissa koko tuulivoiman elinkaaren ajan merkittävästi tuloihin, joten kannattavuus on epävarmaa. Uudessa mallissa sähkön markkinahintaan liittyvät epävarmuudet ovat poissa ainakin projektin ensimmäiset 12 vuotta, joten investoijat eivät vaadi niin korkeaa tuottoa investoinnilleen, mikä tekee useammasta projekteista kannattavan. Tutkin jäljempänä näiden parametrien vaikutusta tarkemmin.

Uusi syöttötariffimalli kasvattaa siis tuulivoimatuottajan kokonaisvoittoja vanhaan malliin verrattuna, vaikka kustannukset kasvavat suuremmasta lainasta johtuen. Lisäksi riskien vähentyessä investoijat tyytyvät pienempiin tuottoasteisiin. Tämän perusteella uusi järjestelmä

parantaa tuulivoimaloiden kannattavuutta ja sen tulisikin lisätä tuulivoimarakentamista Suomessa. Laskelmat on kuitenkin tehty keskimääräisillä arvoilla, joten niihin tulee suhtautua varauksella.

Syöttötariffijärjestelmää on kritisoitu yhteiskunnalle kalliiksi, koska tuet maksetaan valtion budjetista eikä niiden suuruudesta ja tasosta ole tarkkaa käsitystä (esim. Hailikari ym. 2010, 6) (ks. myös 4.4 Järjestelmän kustannukset). Maksetut tuet kolmen megawatin tuulivoimalalle koko sen elinkaaren ajalta uudessa ja vanhassa mallissa on esitetty taulukossa 5.

Taulukko 5. Maksetut tuet 3 MW tuulivoimalalle koko sen elinkaaren ajalta (tukia ei ole diskontattu).

	Uusi malli	Vanha malli
Maksetut tuet	2 894 400 €	2 253 600 €

Maksettujen tukien määrä kasvaa siis uuden syöttötariffijärjestelmän myötä, mutta kuten historia on osoittanut, vanhan järjestelmän tukitaso ei ole riittävä tuulivoiman merkittävään lisääntymiseen. Uuden syöttötariffin avulla yhteiskunta saa paremmin vastiketta tuelleen.

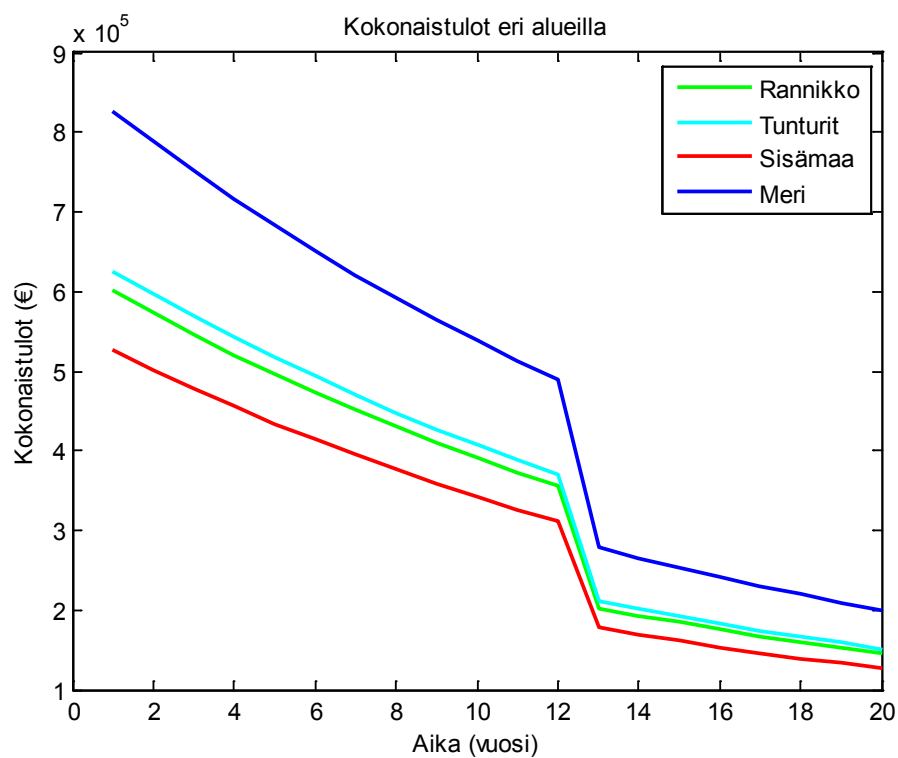
Myös alueelliset erot tulee ottaa huomioon tuulivoimaprojekteja arvioidessa, koska niillä on merkittävä vaikutus tuulivoimalan keskeisiin parametreihin, mikä vaikuttaa kannattavuus ja kustannuslaskelmiin. Olen tutkinut uuden mallin vaikutusta tuottoihin, kustannuksiin ja voittoihin tuulivoiman mahdollisilla eri rakennusalueilla. Sisällytän tutkimuksiin Suomen neljä tärkeintä ja kannattavinta alueellista paikkaa, johon tuulivoimaa voidaan rakentaa. Nämä ovat rannikko, tunturit, sisämaa ja meri. Eri alueiden parametrit tulevat VTT:n arvioista erityyppisille kohteille Suomessa (ks. Liite 2). Uuden syöttötariffijärjestelmän myötä tulojen, kustannusten ja voittojen syntyminen eri tuulivoima-alueilla on esitetty taulukossa 6.

Taulukko 6. 3 MW tuulivoimalan tulot, kustannukset ja voitot sen elinkaaren ajalta diskontattuna nykyhetkeen neljällä tärkeimmällä tuulivoima-alueella.

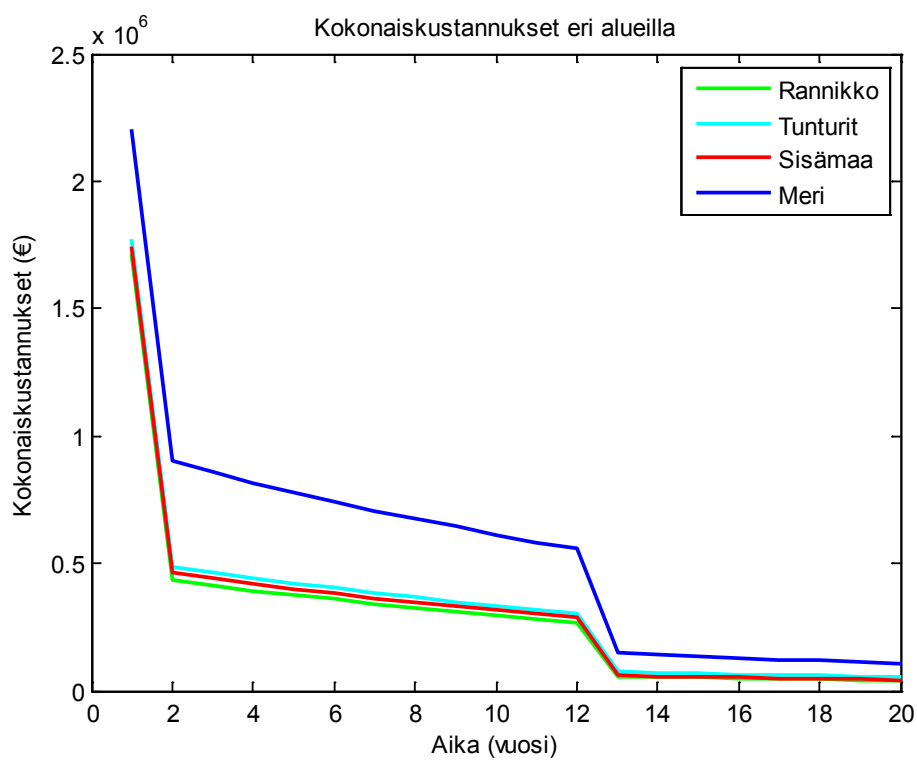
	Rannikko	Tunturit	Sisämaa	Meri
Tulot	7 001 700 €	7 293 400 €	6 126 500 €	9 627 300 €
Kustannukset	5 911 100 €	6 554 100 €	6 220 300 €	11 095 000 €
Voitot	1 090 600 €	739 300 €	– 93 800 €	– 1 467 700 €

Syöttötariffimalli ei siis kuitenkaan tee tuulivoiman rakentamista kaikkialle kannattavaksi. Uuden syöttötariffimallin myötä tuulivoiman rakentaminen on kannattavaa parhaille paikoille rannikolle ja tuntureille, mutta tappiollista sisämaassa ja merellä. Tämä johtuu sisämaan ”tuuletavuudesta”, eli heikommasta tuuliresurssista ja merelle rakentamisen suurista investointi- ja huoltokustannuksista. Tulee kuitenkin huomioda, että laskelmat on tehty keskimääräisillä arvoilla, joten sisämaan ja meren tuulivoimarakentamista ei tule sulkea pois. Vaikka uusi malli ei tee tuulivoiman rakentamista kannattavaksi joka paikassa, lisää se tuulivoimaa alueilla, joilla tuulee kohtalaista enemmän ja joilla investointi- sekä muut kustannukset pysyvät siedettävänä. Kuuvan ym. (2009a, 13) mukaan tuulivoimalle asetetun kokonaistavoitteen saavuttamiseen eivät todennäköisesti riitä rannikon parhaat kohteet ja tunturit, vaan tavoitteen saavuttamiseksi on tuulivoimaa rakennettava myös sisämaahan ja merelle. Alla on vielä esitetty tulosten, kustannusten ja voittojen ajallinen jakautuminen tuulivoimaprojekteissa eri alueilla (kuviot 4, 5 ja 6).

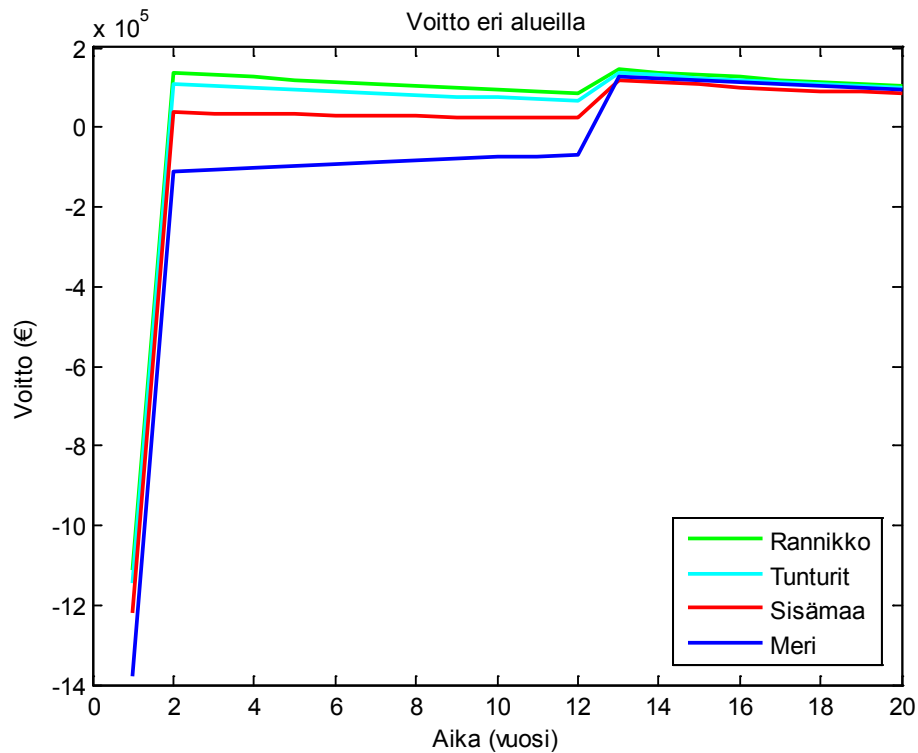
Kuvio 4. Tulot tuulivoimalan elinkaaren ajalta eri alueilla.



Kuvio 5. Kustannukset tuulivoimalan elinkaaren ajalta eri alueilla.



Kuvio 6. Voitot tuulivoimalan elinkaaren ajalta eri alueilla.



6.3.1.2 Nopean investoijan etu

Nopean investoijan etu tarkoittaa takuuhinnan korotettua tasoa projektin kolmelle ensimmäiselle tuotantovuodelle, jolloin takuuhinta on 105,30 €/MWh. Tätä etua on kuitenkin mahdollisuus saada vain vuoteen 2015 asti. Nopean investoijan etu on huomioitu täysimittaisena laskelmissani, jolloin tuulivoimatuottajan tulot, kustannukset ja voitot ilmentyvät seuraavan taulukon mukaisesti (taulukko 7).

Taulukko 7. 3 MW tuulivoimalan tulot, kustannukset ja voitot sen elinkaaren ajalta diskontattuna nykyhetkeen nopean investoijan etu huomioiden.

	Uusi Malli		
	Nopea investoija	Perusmalli	Vanha Malli
Tulot	7 450 900	7 001 700 €	5 401 400 €
Kustannukset	6 253 500	6 253 500 €	4 809 400 €
Voitot	1 197 400	748 200 €	592 000 €

Nopean investoijan etu lisää siis merkittävästi tuulivoimatuottajan voittoja, jolloin huonommatkin projektit (esim. projektilla kalliimmat investointikustannukset tai heikommät tuuliolosuhteet sijoituspaikassa) kannattaa toteuttaa. Seuraavassa taulukossa (8) on esitetty vertailu nopean investoijan edusta eri tuulivoima-alueille.

Taulukko 8. 3 MW tuulivoimalan tulot, kustannukset ja voitot sen elinkaaren ajalta diskontattuna nykyhetkeen neljällä tärkeimmällä tuulivoima-alueella nopean investoijan etu huomioiden.

	Nopean investoijan etu			
	Rannikko	Tunturit	Sisämaa	Meri
Tulot	7 450 900 €	7 761 300 €	6 519 500 €	10 245 000 €
Kustannukset	5 911 100 €	6 554 100 €	6 220 300 €	11 095 000 €
Voitot	1 539 800 €	1 207 200 €	299 200 €	– 850 000 €

Nopean investoijan etu mahdollistaa tuulivoimarakentamisen myös normaalisti kannattamattomille alueille, kuten sisämaahan. Merituulivoiman rakentamista se ei kuitenkaan tee kannattavaksi. Kyseiset laskelmat on kuitenkin tehty täydellä (kolmen vuoden) nopean investoijan edulla, jolloin tuulivoimalan tulisi olla ollut tuotantokunnossa viimeistään vuonna 2012. Isoimpien hankkeiden lupa- ja kaavoitusprosessit vievät melko paljon aikaa (esim. YVA-arviointi vie lähes poikkeuksetta kaksi vuotta), joten kovin montaa tällaista projektia ei pääse nauttimaan nopean investoijan edusta (ks. Mikkonen 2010). Myös Hailikari ym. (2010) mukaan on mahdollista, että ennen kuin tuulivoimahankkeen mukaiset tuulivoimalat ovat edes valmistuneet, on korotetun syöttötariffin voimassaoloajasta kulunut jopa vuosia huonoimassa tapauksessa kaikki vuodet, jolloin siitä saatava rahoituksellinen hyöty pienenee vastavasti. Tätä voidaan pitää syöttötariffijärjestelmän sisäänrakennettuna optimointiongelmana (Hailikari ym. 2010).

Nopean investoijan etu voi johtaa myös projekteissa kiirehtimiseen. Hankkeiden kiirehtiminen voi johtaa huonoon suunnitteluun, mikä ei ole kenenkään etu. Nopean investoijan etuun liittyy siis useita epäkohtia, eikä se luultavasti käytännössä lisää merkittävästi tuulivoimarakentamista, vaikka se kannattavuusvertailussa näyttääkin erinomaiselta toimelta. Pidennetty

toiminta-aika tai jonkin muunlainen nopeiden tuulivoimatoimijoiden tukitoimi, kuten investointibonus, toisi varmasti merkittävämmän lopputuloksen.

6.3.2 Takuuhinnan oikeellisuus

Suomen syöttötariffijärjestelmän takuuhinta on määritetty hallinnollisesti (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a; 2009b). Tariffitason asettamisen lähtökohtana pidettiin kannattavimpia paikkoja, joista suurin osa sijaitsee rannikolla (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009b, 8). Kuuva työryhmineen ehdottaa kuitenkin tariffitason tarkastamista tarvittaessa, jotta voitaisiin huomioida muuttunut kustannustaso (emt. 2009b, 9). Tärkeää on kuitenkin, että tietyille tuulivoimalaitoksille kerran myönnettyä tariffia ei saisi muuttaa, vaan ainoastaan tariffijärjestelmään myöhemmin tulevat laitokset voisivat saada eri tariffitason. Tariffin tai koko tukijärjestelmän muuttaminen useasti luo epävarmuutta investoijissa ja vähentää näin tuulivoimainvestointeja, koska järjestelmän pysyvyyteen ei voida luottaa tai projekteja siirretään tulevaisuuteen, koska silloin uskotaan saavan parempi tariffi. Monjas-Barroso ja Balibrea-Iniesta (2013) kertovat, että Tanskan tuulivoiman historiassa on tukitasoa tai järjestelmää muutettu useaan otteeseen, mutta yleisenä sääntönä on, että järjestelmä tai taso, joka on käytössä tuulivoimalan kytkeytyessä verkkoon, pysyy voimassa voimalan elinkaaren ajan. Tämä antaa varmuutta tukijärjestelmän vakaudesta ja parantaa tulojen ennustettavuutta heti investointihetkellä.

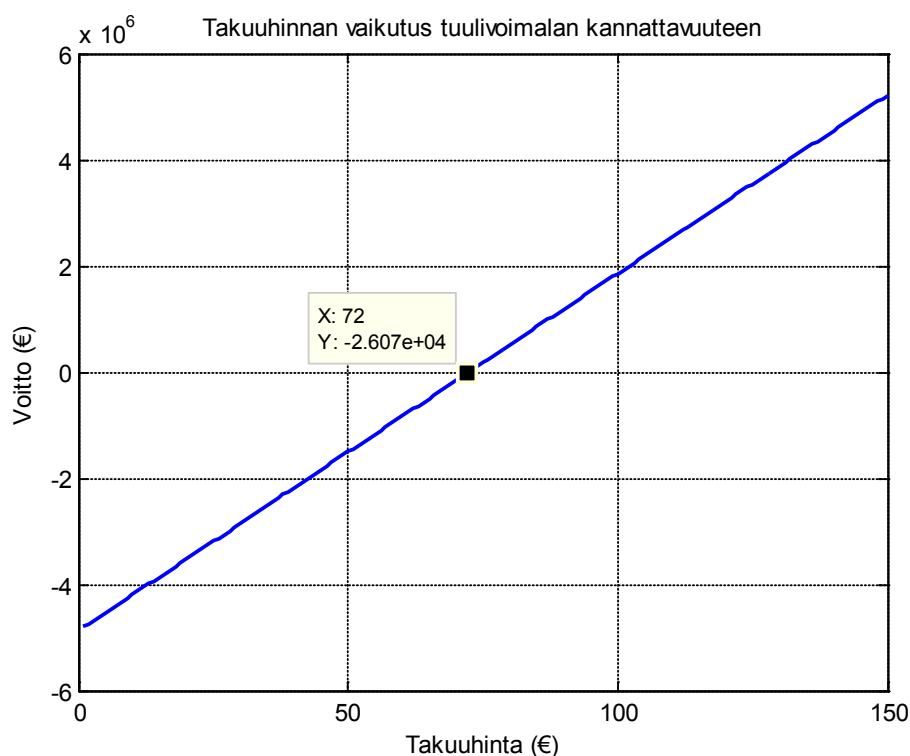
Takuuhinnan määrittäminen oikealle, toimivalle ja taloudellisesti tehokkaalle tasolle ei ole itsestäänselvyys. Monissa maissa tariffitason määrittämisessä on epäonnistuttu, joka on johtanut järjestelmän tehottomuuteen tai kustannusten järjettömään kasvuun. Eri maiden tukitasoista ja niiden oikeellisuudesta on tehty useita tutkimuksia. Esimerkiksi Itävallan syöttötariffitason vaikutusta tuulivoimakapasiteettiin on tutkinut Gass ym. (2013) ja syöttötariffin asettamisen haasteellisuutta Saksassa on käsitellyt Drechsler ym. (2012). Selkeitä epäonnistumisia tariffitason määrittämisessä on tapahtunut esimerkiksi Sloveniassa ja Liettuaassa, jossa tariffi on ollut liian matala, eikä uutta kapasiteettia ole rakennettu (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 21). Vastaavasti liian korkea tariffitaso on ollut Espanjassa aurinkosähkölle ja Saksassa tuulivoimalle (emt. 2009a, 21). Jos tariffitaso asetetaan liian korkeaksi, tuotantokustannukset lisääntyvät ja alentavat sosiaalista hyvinvointia. Jos taas taso asetetaan liian matalaksi, energian tuotannon tavoitteita ei välttämättä saavuteta tai ulkoisvaikutusten kustannukset nousevat liikaa alentaen jälleen sosiaalista hyvinvointia (Drechsler ym. 2012).

Jos tariffitaso säädetään hallinnollisesti, on erittäin tärkeää, että se asetetaan oikealle tasolle, jotta asetettuihin tavoitteisiin voidaan päästä. Teoriassa tariffitaso tulisi asettaa Suomessa tasolle, jolla tuulivoiman kapasiteettitavoite 2500 megawattia tulisi juuri täytettyä, eli viimeinen projekti, joka olisi näistä kallein, tulisi tariffin avulla taloudellisesti kannattavaksi toteuttaa. Tällaisen projektin kustannustaso on kuitenkin vaikea määrittää, koska tuulivoimaloiden kustannustasot vaihtelevat suuresti ja parametrit sisältävät epävarmuuksia.

Suomen tariffitaso on yksi Euroopan korkeimpia, mutta sitä on perusteltu eurooppalaista keskiarvoa korkeammilla tuotantokustannuksilla ja Pohjoismaissa Manner-Eurooppaa alemmalla sähkön markkinahinnalla (ks. Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 30). Seuraavassa tutkin Suomeen valitun syöttötariffitason toimivuutta ja oikeellisuutta.

Suomessa tuulivoiman syöttötariffi eli takuuhinta on 83,50 €/MWh. Laskelmissani olen käyttänyt perusmallin keskimääräisiä arvoja kolmen megawatin tuulivoimalalle ja se tuottaisi nollatuloksen, jos takuuhinta olisi noin 72–73 €/MWh (ks. kuvio 7).

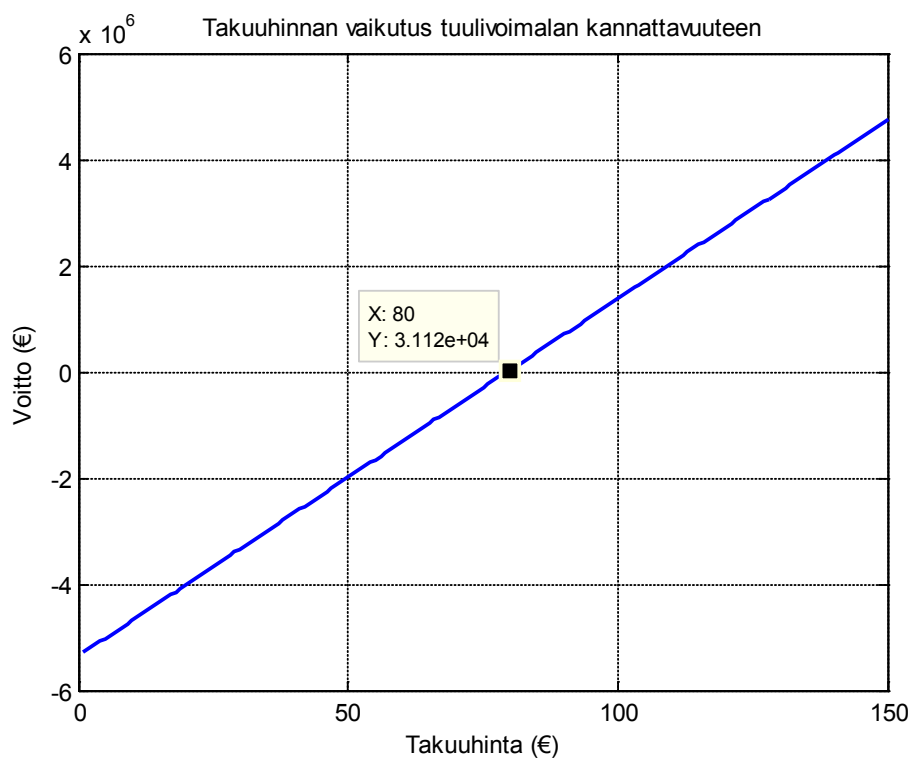
Kuvio 7. Takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen.



Alhaisempikin takuuhinta tekisi siis keskimääräisestä tuulivoimalaprojektista kannattavan, mutta kysymys kuuluu riittääkö asetettu takuuhinta tuulivoimakapasiteetin lisäämiseen 2500 megawattiin? Kun parhaat tuulivoimapaikat on rakennettu, huonommille paikoille rakennettavat projektit ovat joko kustannuksiltaan kalliimpia, tuuliresurssiltaan heikompia tai muuten suurempiriskisiä. Esimerkiksi investointikustannukset ja/tai käyttö- ja ylläpitokustannukset voivat olla suuremmat. Blanco (2009) on tutkinut tuulivoiman avainmuuttujien muutosten vaikutuksia ja havainnut, että tuuliresurssin väheneminen eli huipunkäyttöajan pieneneminen vaikuttaa eniten tuotantokustannuksiin. Hänen mukaansa huipunkäyttöajan 10 % lasku kasvattaa tuotantokustannuksia 8,5 %. Toiseksi merkittävin tekijä on investointikustannus, jonka 10 % nousu nostaa tuotantokustannuksia 7,6 % (Blanco 2009, 1376–1377). Voimakas investointikustannusten kasvu tai tuuliresurssin heikompi hyödyntäminen voi siis johtaa tuotantokustannusten lisäykseen ja kannattamattomuuteen nykyisellä tukitasolla.

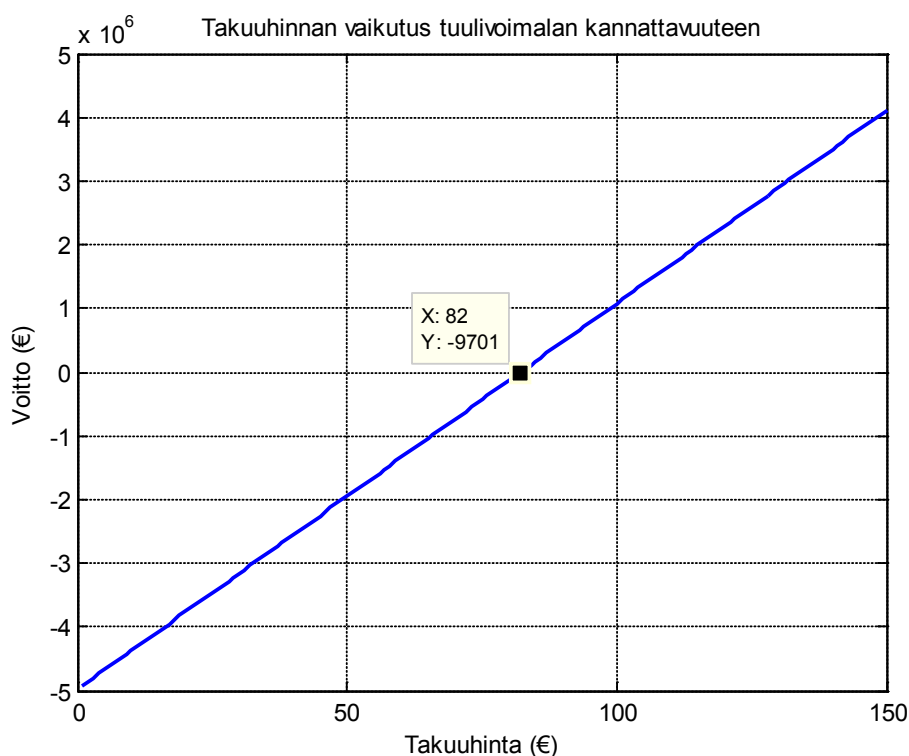
Seuraavassa olen laskenut tarvittavan takuuhinnan projektin kannattavuudelle, kun investointikustannukset nousevat 10 % (kuvio 8).

Kuvio 8. Takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen kun investointikustannukset nousevat 10 %.



Kymmenen prosenttia korkeammilla investointikustannuksilla projektin kannattavaksi tekevä takuuhinta on 80 €/MWh, joten nämäkin projektit tulevat toteutettua nykyisellä tukitasolla. Jos puolestaan huipunkäyttöaika vähenee 10 %, kolmen megawatin tuulivoimalan kannattavaksi tekevä tukitaso on 82 €/MWh (ks. kuvio 9). Olemassa oleva tukitaso on riittävä myös näiden projektien toteuttamiseen.

Kuvio 9. Takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen kun huipunkäyttöaika pienenee 10 %.



Jos puolestaan investointikustannukset nousevat 10 % ja huipunkäyttöaika pienenee 10 %, tarvittaisiin yli 90 €/MWh syöttötariffitaso, jotta tällaisen tuulivoimalan rakentaminen olisi kannattavaa.

Nykyinen tukitaso 83,50 €/MWh on hyvin määritelty, kun tavoitteena on merkittävä tuulivoimarakentamisen kasvu. Parhaille tuulivoimapaikoille tulevat projektit ovat erittäin kannattavia ja tulevat toteutetuksi varmasti nopeasti, mutta myös hieman heikommät paikat ovat tukitason ansiosta kannattavia rakentaa. Huonoimmat projektit jäävät kuitenkin kannattamattomiksi nykyisellä tariffitasolla. Parametreihin liittyy kuitenkin epävarmuuksia ja tuotantokustannukset tulevat muuttumaan ajan myötä. Riittääkö tukitaso 2500 megawatin rakentami-

seen jää nähtäväksi, mutta kuten Kuuva ym. ilmaisevat, tulisi tariffitasoa tarkistaa myöhemmin (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009a, 23).

Liian korkea tukitaso johtaa tuulivoiman sijoittumisen epätuottaville paikoille ja tulee kalliiksi yhteiskunnalle eikä näin johda tehokkaaseen lopputulokseen. Tariffitason viilaamisen vaikutukset maksettuihin tariffeihin ovat kuitenkin pienet verrattuna sähkön markkinahinnan vaihtelun aiheuttamiin. Sen vaikutuksia tutkin jäljempänä.

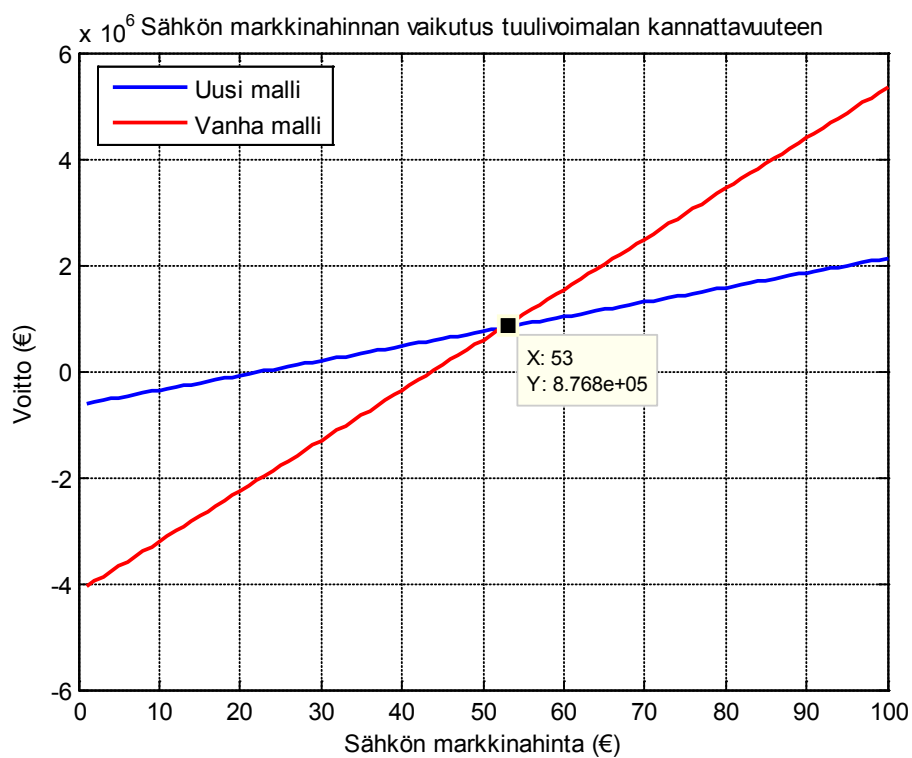
6.3.3 Herkkyysanalyysit

Tuulivoimatuottajan tulojen ja kustannusten määrittämiseen liittyy monia epävarmuustekijöitä, jotka voivat tehdä merkittäviä eroja kustannuslaskelmiin. Tämän takia olen tehnyt herkkyysanalyysia tärkeimpien parametrien kohdalla. Blancon (2009) tutkimuksessa kustannuksiin eniten vaikuttaviksi parametreiksi selvisi huipunkäyttöaika ja investointikustannukset. Aloitan kuitenkin tutkimalla sähkön markkinahinnan vaikutusta järjestelmän toimivuuteen ja kustannuksiin sekä mallien paremmuuteen. Toinen tutkittava parametri on itse takuuhinta. Tämän jälkeen analysoin vielä diskonttokoron ja lainakoron vaikutusta syöttötariffijärjestelmän toimivuuteen sekä mallien paremmuuteen.

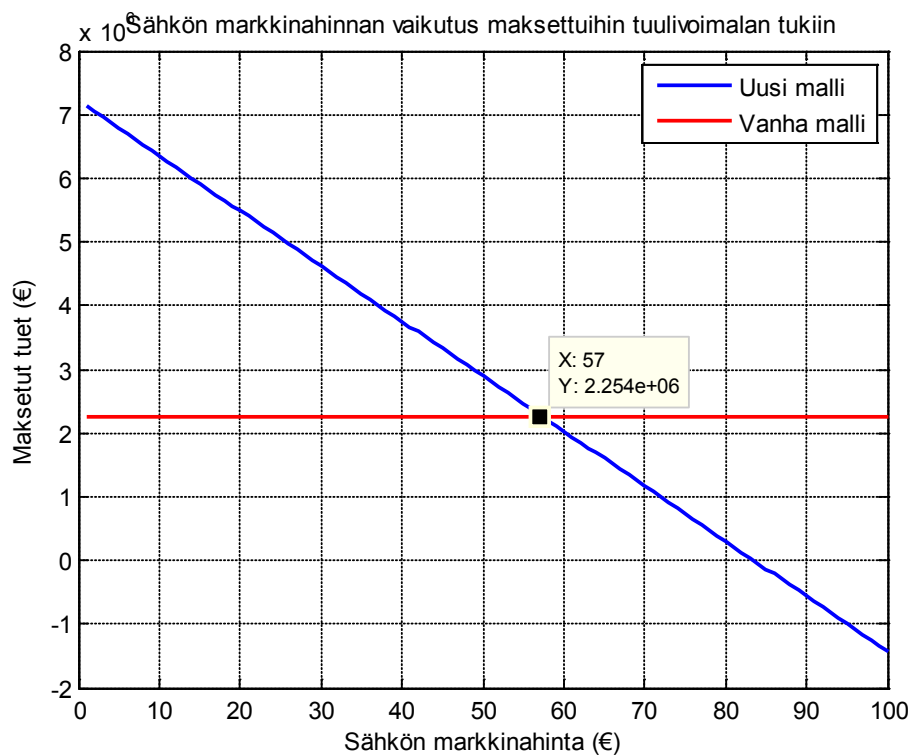
6.3.3.1 Sähkön markkinahinnan vaikutus

Sähkön markkinahinta on oletettu aikaisemmissa laskelmissani olevan keskimäärin 50 €/MWh. Sähkön markkinahinta vaihtelee kuitenkin voimakkaasti ja sen tulevan kehityksen arvioimisessa on paljon epävarmuustekijöitä. Seuraavassa kuviossa (10) olen esittänyt keskimääräisen kolmen megawatin tuulivoimalan voitot eri sähkön markkinahinnoilla niin uudessa, kuin vanhassakin mallissa. Sähkön markkinahinnan pysyessä alle 53 €/MWh uusi malli takaa suuremmat voitot, mutta markkinahinnan kasvaessa vanhasta mallista saisi enemmän voittoa. Kuitenkin jos markkinahinta kipuaa yli 57 €/MWh, maksetut tuet ovat pienemmät uudessa mallissa, mikä tulee halvemmaksi yhteiskunnalle, kuten kuviosta 11 voimme huomata.

Kuvio 10. Sähkön markkinahinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen.

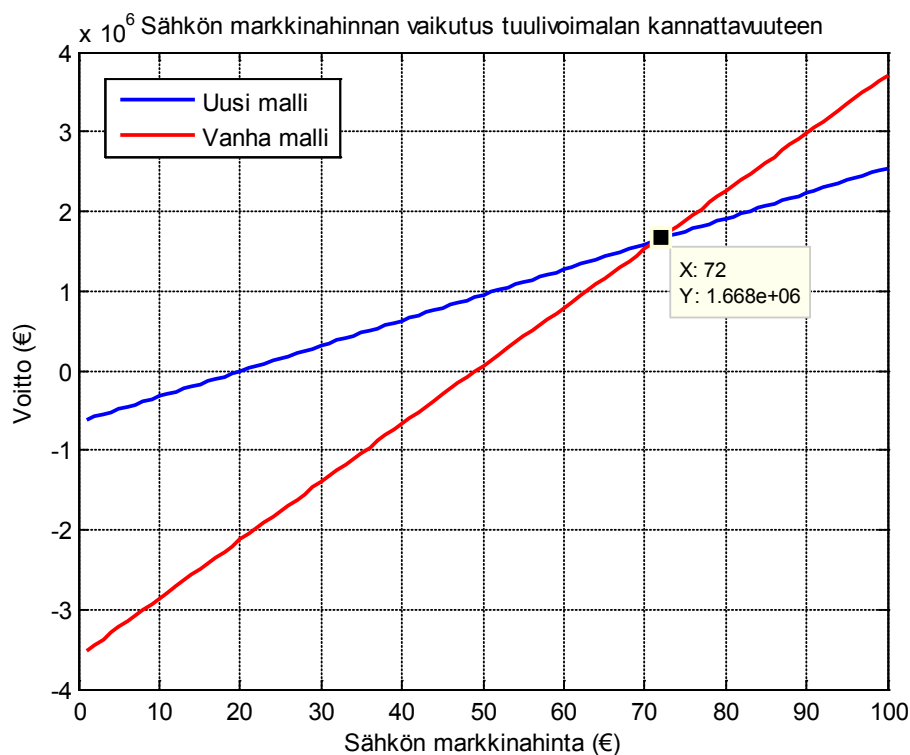


Kuvio 11. Sähkön markkinahinnan vaikutus maksettuihin tuulivoiman tukiin.



Uusi syöttötariffimalli vähentää kuitenkin sähkön markkinahinnan vaihtelun aiheuttamaa epävarmuutta, joten investoijat kohtaavat pienemmän riskin ja vaativat näin investoinnilleen pienemmän tuoton. Esimerkkinä kuvio 12, jossa vanhan mallin pääoman tuottovaatimus on suurempi (vanhassa mallissa 12 % ja uudessa 7 %). Tällöin uusi malli takaa suuremmat voitot aina sähkön markkinahinnan pysyessä alle 72 €/MWh. Epävarmuuden vähenemisen vaikutus voi olla myös suurempi, jolloin uusi malli takaa suuremmat voitot korkeammillakin sähkön markkinahinnoilla.

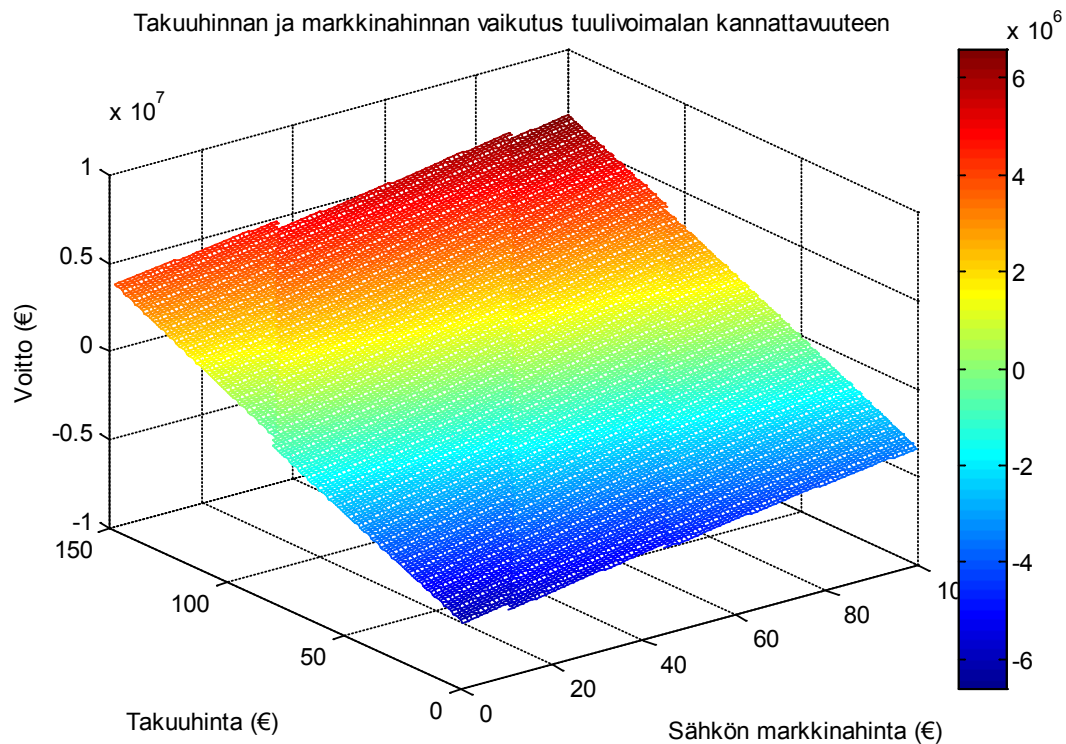
Kuvio 12. Sähkön markkinahinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen korjatulla oman pääoman tuottovaatimuksella.



Sähkön markkinahinnan ja takuuhinnan vaikutuksia tuulivoimalan voittoihin olen tutkinut kuviossa 13. Sähkön markkinahinnan noustessa pienempikin takuuhinta tekisi tuulivoiman rakentamisesta kannattavaa. Toisaalta takuuhinnan ollessa vakio ja sähkön markkinahinnan noustessa tuulivoimayritykset tekevät enemmän voittoa ja alalle tulee enemmän uusia yrityksiä ja hankkeita. Valitsemallamme takuuhinnalla 83,50 €/MWh keskimääräisen tuulivoimalan toiminta on kannattavaa riippumatta täysin sähkön markkinahinnan vaihtelusta. Syöttötariffi-

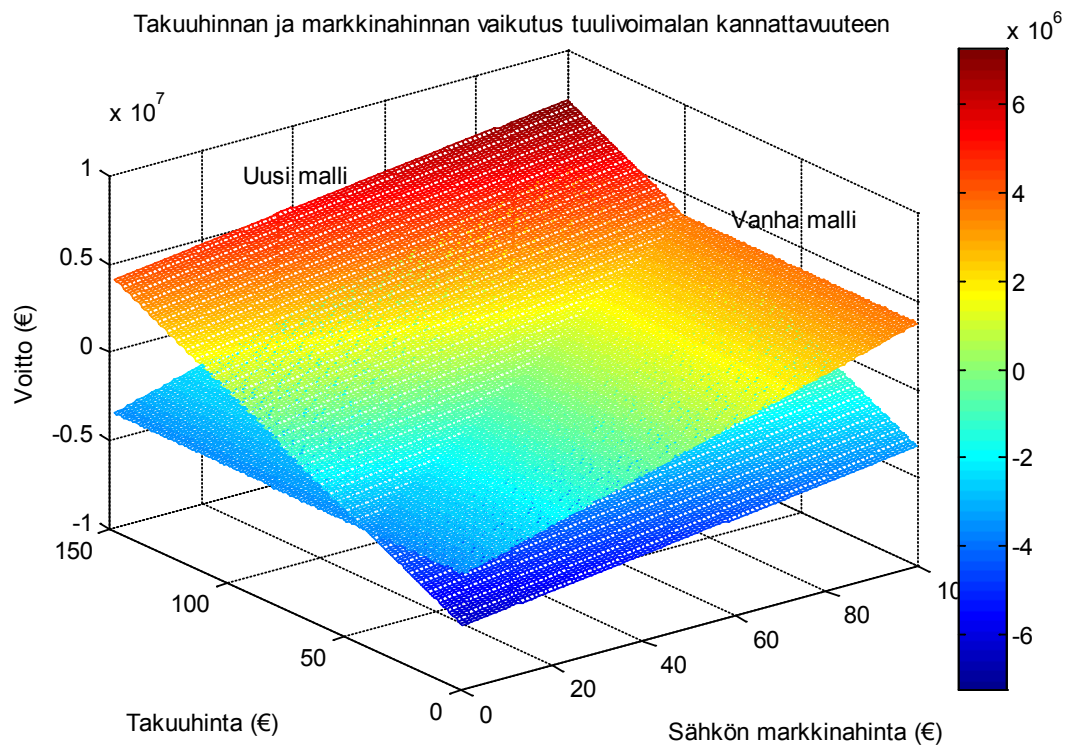
järjestelmän käyttöönotosta on siis odotettavissa suuri määrä tuulivoimahankkeita, varsinkin parhaille tuulivoimapajoille.

Kuvio 13. Sähkön markkinahinnan ja takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa mallissa.



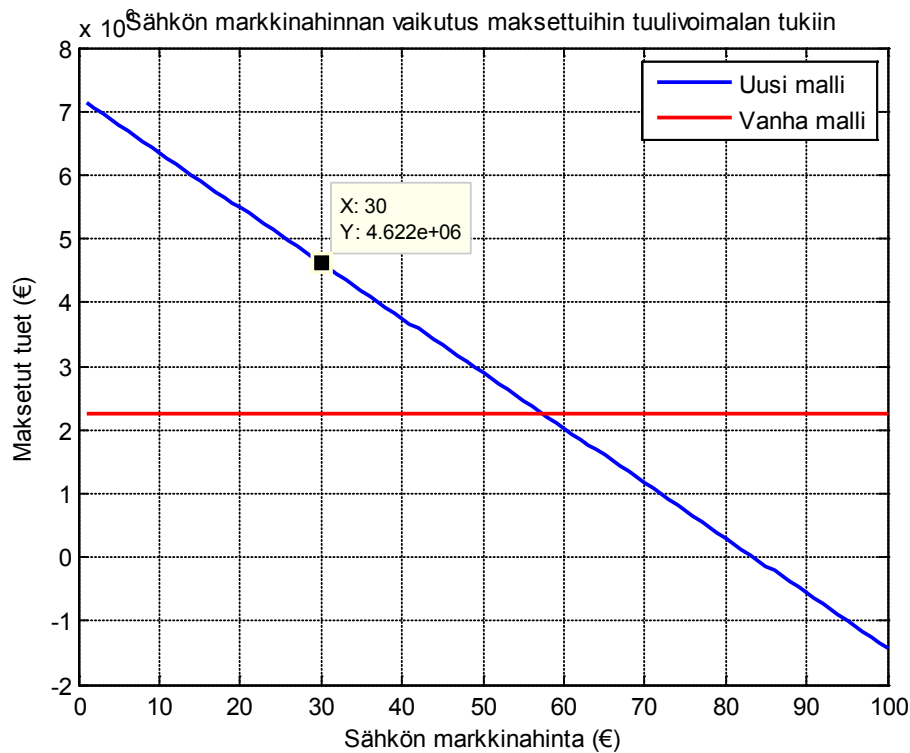
Kuviossa 14 olen vertaillut uuden ja vanhan mallin eroja takuuhinnan sekä sähkönmarkkinahinnan muutoksissa. Olen huomionut vanhan mallin suuremman pääoman tuottovaatimuksen kuten yllä. Yleisesti voidaan nähdä, että uusi malli on vanhaa parempi lähes kaikilla sähkön markkinahinnoilla. Takuuhinnan ollessa vakio ja sähkön markkinahinnan noustessa tarpeeksi, vanha malli tulee lopulta tehokkaammaksi tuulivoiman lisärakentamisen kannalta. Sähkön markkinahinnan näin voimakasta nousua ei ole kuitenkaan odotettavissa lähiaikoina. Muilla sähkön markkinahinnoilla uusi malli on silti toimivampi ja korkeammalla takuuhinnalla sähkön markkinahinnasta riippumatta kauttaaltaan parempi. Lisäksi on mahdollista, että sähkön hintariskin poistuminen syöttötariffin myötä vaikuttaa tuottovaatimukseen voimakkaammin, jolloin uusi malli on tehokkaampi korkeammillakin sähkön markkinahinnoilla.

Kuvio 14. Sähkön markkinahinnan ja takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa ja vanhassa mallissa.



Sähkön markkinahinnan vaikutukset syöttötariffijärjestelmän kustannuksiin voivat olla huomattavia. Jos sähkön markkinahinta pysyttelee alhaalla, tulee uusi järjestelmä kalliiksi yhteiskunnalle. Maksetut tuet kasvavat merkittävästi kuten kuvioista 11 ja 15 voi päätellä. En ole kuitenkaan huomionut syöttötariffijärjestelmän niin sanottua alarajaa 30 €/MWh, jolloin maksetaan takuuhintaa vähennettynä 30 €/MWh. Yksittäiselle keskimääräiselle kolmen megawatin tuulivoimalalle maksetaan korkeintaan siis vähän yli 4,5 miljoonaa euroa tukea sen 12 vuoden tariffiajalta ja sekin vain, jos sähkön markkinahinta pysyy koko 12 vuotta 30 €/MWh tietämällä, ilman että se alittaa sitä (ks. kuvio 15). Tarkempaa pohdintaa sähkön markkinahinnan vaikutuksista koko järjestelmän kustannuksiin olen tehnyt luvussa 4.4 Järjestelmän kustannukset.

Kuvio 15. Sähkön markkinahinnan vaikutus maksettuihin tuulivoimalan tukiin ilman alarajaa.



6.3.3.2 Takuuhinnan vaikutus

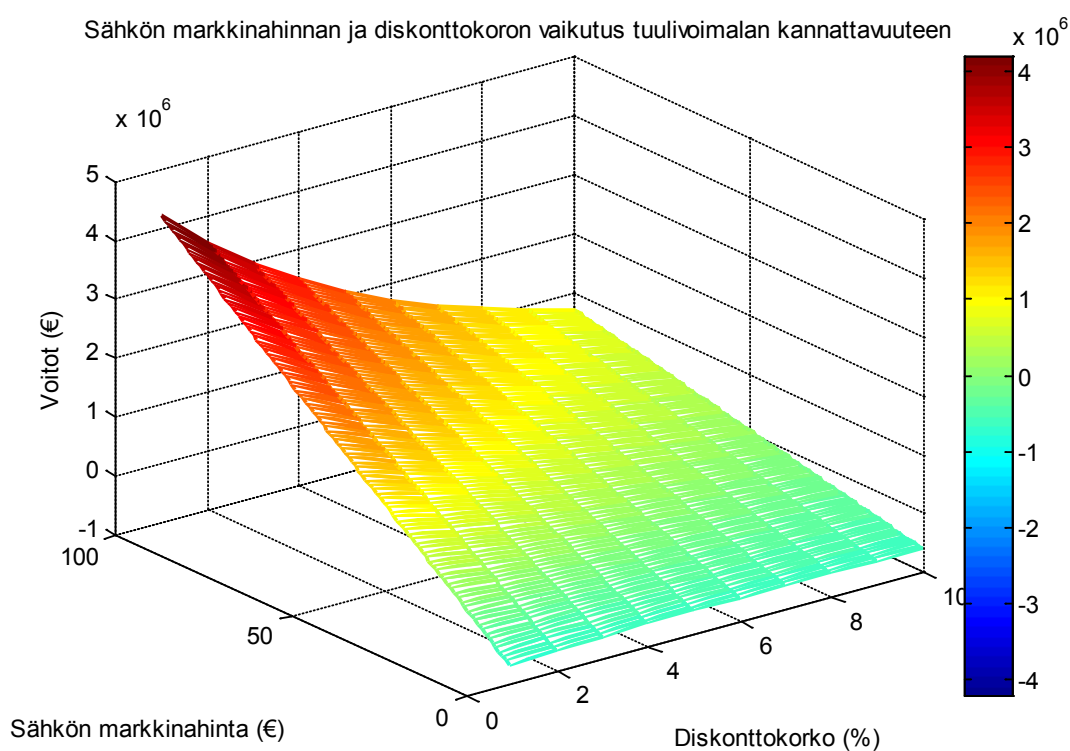
Takuuhinnan valintaa ja oikeellisuutta olen käsitellyt luvussa 6.3.2 Takuuhinnan oikeellisuus. Takuuhinnan muuttaminen alaspäin laskee kannattavien tuulivoimaprojektien määrää ja vastaavasti nostaminen lisää. Takuuhinnan toimivuus riippuu sähkön markkinahinnasta voimakkaasti, kuten kuviosta 13 voimme nähdä. Syöttötariffin määrittämissä on käytetty 50 €/MWh sähkön markkinahintaa, mutta jos toteutunut keskimääräinen sähkön markkinahinta on tätä korkeampi, olisi pienempikin takuuhinta riittävä yhtä suuren tuulivoiman määrän lisäykseen.

Vertailtaessa takuuhinnan vaikutusta vanhan ja uuden mallin paremmuuteen (kuvio 14), on itsestään selvää, että korkeampi takuuhinta lisää uudessa mallissa tuulivoiman rakentamista. Huomion arvoista on, että jos takuuhintaa lasketaan, voi vanha malli tulla tuulivoimatuottajien mielestä houkuttelevammaksi, mutta vain jos sähkön markkinahinta on tarpeeksi korkea. Valitulla takuuhinnalla syöttötariffijärjestelmä on toimivampi ja sen tulisikin lisätä tuulivoimaa merkittävästi.

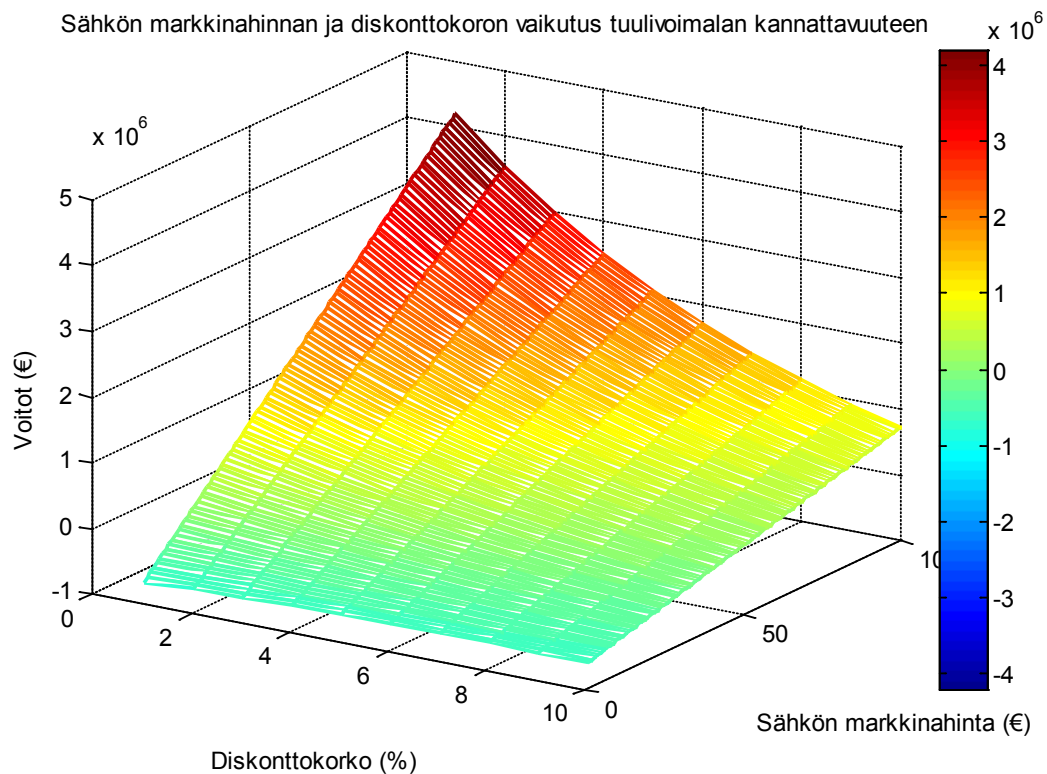
6.3.3.3 Diskonttokoron vaikutus

Diskonttokorko on yksi merkittävä tekijä jolla on oma vaikutuksensa tuulivoimatoimijan kustannuslaskelmiin ja projektien kiinnostavuuteen. Olen käyttänyt aikaisemmissa laskelmissani pääasiassa 4,9 % diskonttokorkoa, joka muodostuu yllä esittämälläni tavalla (ks. 6.1.7.2 Diskonttaus). Suhteellisen pienet muutokset diskonttokorossa voivat saada kannattamattomat projektit näyttämään kannattavilta ja toisinpäin, kuten seuraavista kuvioista (16 ja 17), jossa olen tutkinut diskonttokoron ja sähkön markkinahinnan vaikutuksia tuulivoimalan voittoihin, voi huomata.

Kuvio 16. Diskonttokoron ja sähkön markkinahinnan vaikutukset tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa mallissa (a).

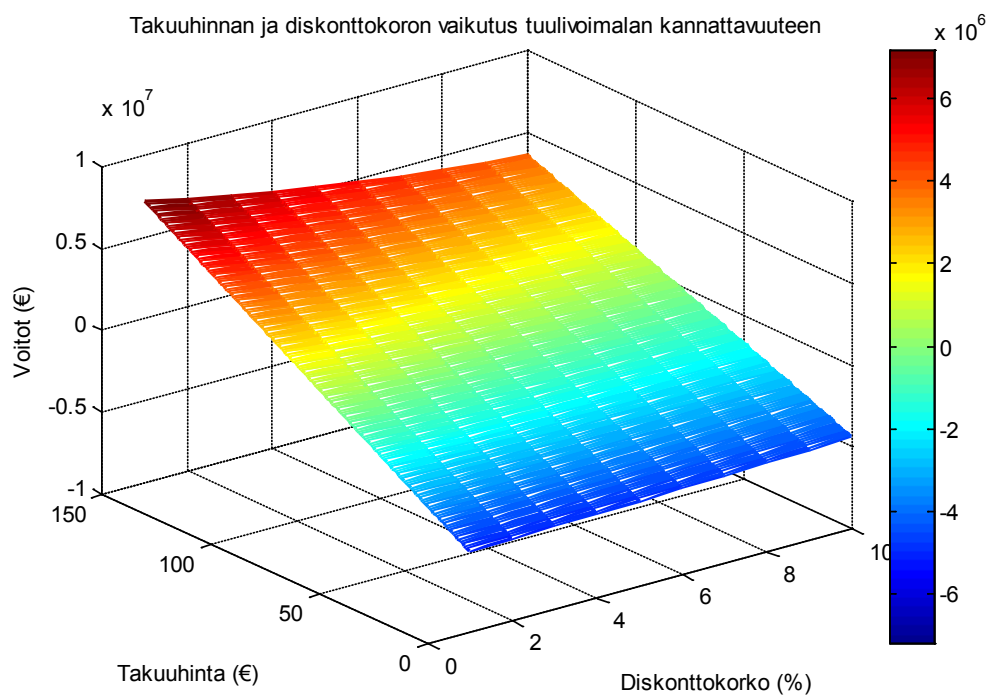


Kuvio 17. Diskonttokoron ja sähkön markkinahinnan vaikutukset tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa mallissa (b).

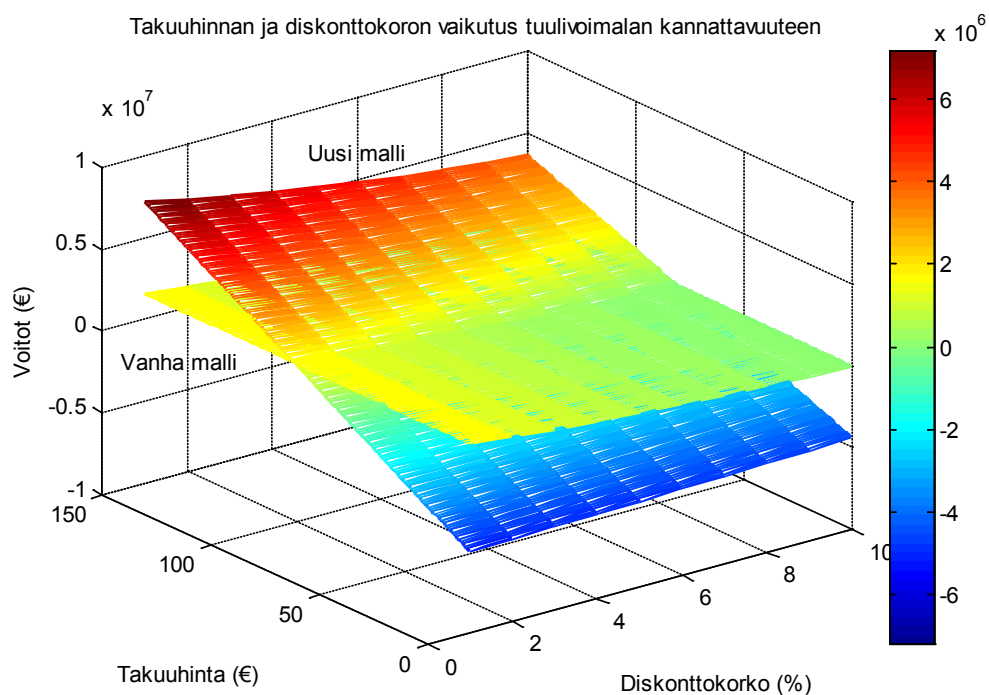


Diskonttokoron määrittämisestä on eriäviä mielipiteitä. Matalalla diskonttokorolla, jolloin tulevaisuuden tuloja ja kustannuksia painotetaan enemmän, useammat projektit tulevat kannattaviksi toteuttaa. Tämä johtuu tuulivoimalle tyypillisestä kustannusten jakautumisesta voimakkaasti projektin alkupäähän. Jos taas puolestaan käytetään korkeampaa diskonttokorkoa, jolloin tulevaisuuden tuloja ja kustannuksia arvostetaan vähemmän, monet projektit menettävät kannattavuutensa, johtuen juuri kustannusten jakautumisesta. Takuuhinnalla 83,50 €/MWh diskonttokoron muuttaminen ei tee keskimääräisestä tuulivoimahankkeesta kannattamatonta (ks. kuvio 18), mutta vaikuttaa sitä heikompien projektien toteutukseen. Diskonttokoron oikea ja todenmukainen määrittäminen onkin tärkeää tuulivoimahankkeita suunnitella. Diskonttokoron valinta ei myöskään vaikuta mallien paremmuusjärjestykseen, jos takuuhinta on asetettu tarpeeksi korkeaksi (niin kuin 83,50 €/MWh). Kuvio 19 selventää asiaa.

Kuvio 18. Diskonttokoron ja takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa mallissa.



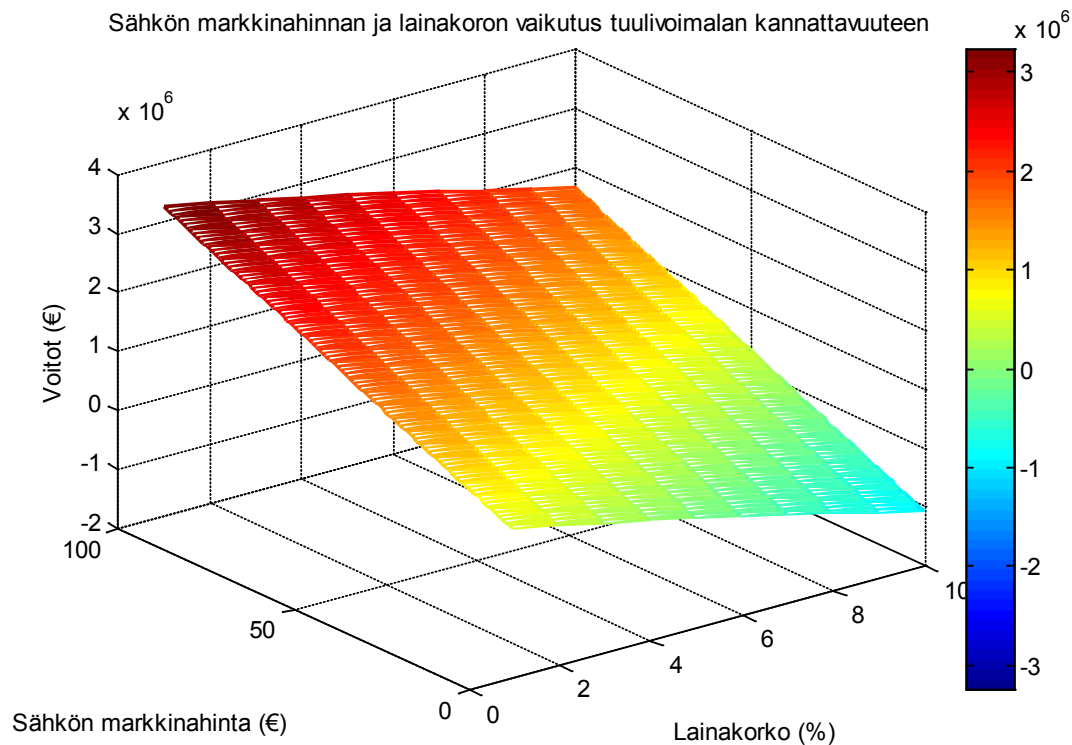
Kuvio 19. Diskonttokoron ja takuuhinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen uudessa ja vanhassa mallissa.



6.3.3.4 Lainakoron vaikutus

Lainakorko on ollut laskelmissa 7,5 %. Koron muuttaminen vaikuttaa sähkön markkinahinnan kanssa tuulivoimalan voittoihin seuraavan kuvion (20) mukaan.

Kuvio 20. Lainakoron ja sähkön markkinahinnan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen.

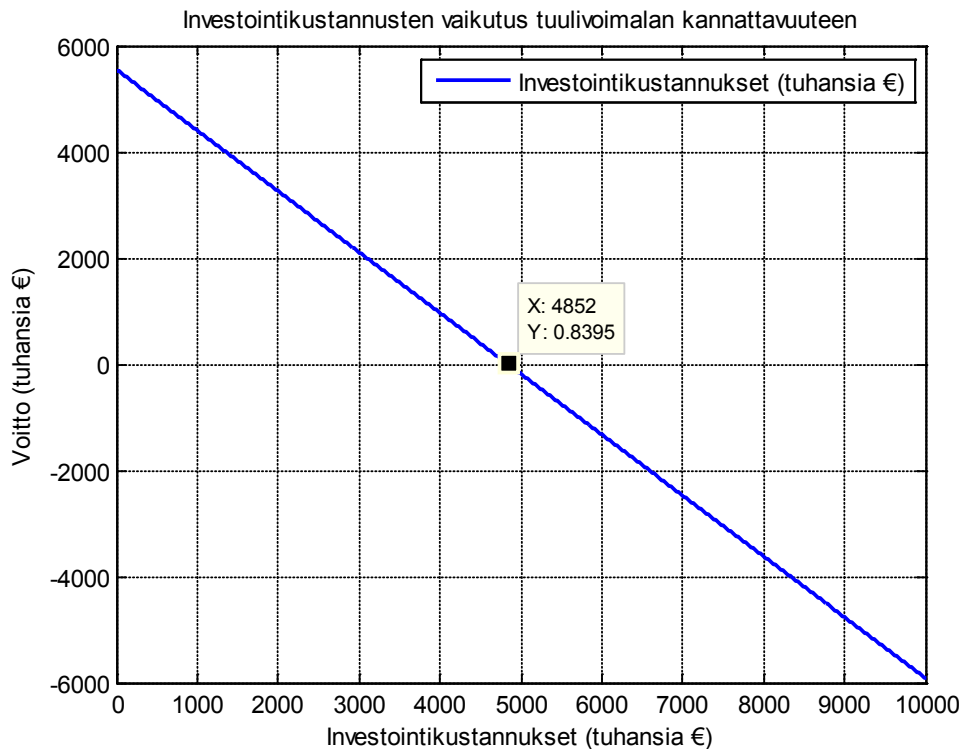


Lainakoron nousu nostaa lainapääoman kustannuksia ja vähentää näin tuulivoimatuottajan voittoja. Koron merkittävä kasvu voi vaikuttaa tuulivoihankkeen kannattavuuteen ja saada aikaan projektin hylkäämisen. Pieni lainakoron nousu ei kuitenkaan tee keskimääräisestä tuulivoimahankkeesta kannattamatonta. Lainakoron merkitys on vähäisempi kuin diskonttokoron, mutta huomion arvoinen tuulivoimaprojektia suunnitellessa.

6.3.3.5 Investointikustannusten vaikutus

Laskelmissani käyttämäni investointikustannukset on arvioitu olevan keskimääräiselle kolmen megawatin tuulivoimalalle 4,2 miljoonaa euroa eli 1400 €/kW. Blancon (2009) mukaan 10 % muutos investointikustannuksissa vaikuttaa merkittävästi tuulivoiman tuotantokustannuksiin, jopa 7,7 %. Investointikustannusten vaikutusta kolmen megawatin tuulivoimalan voittoihin olen tutkinut kuviossa 21.

Kuvio 21. Investointikustannusten vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen.

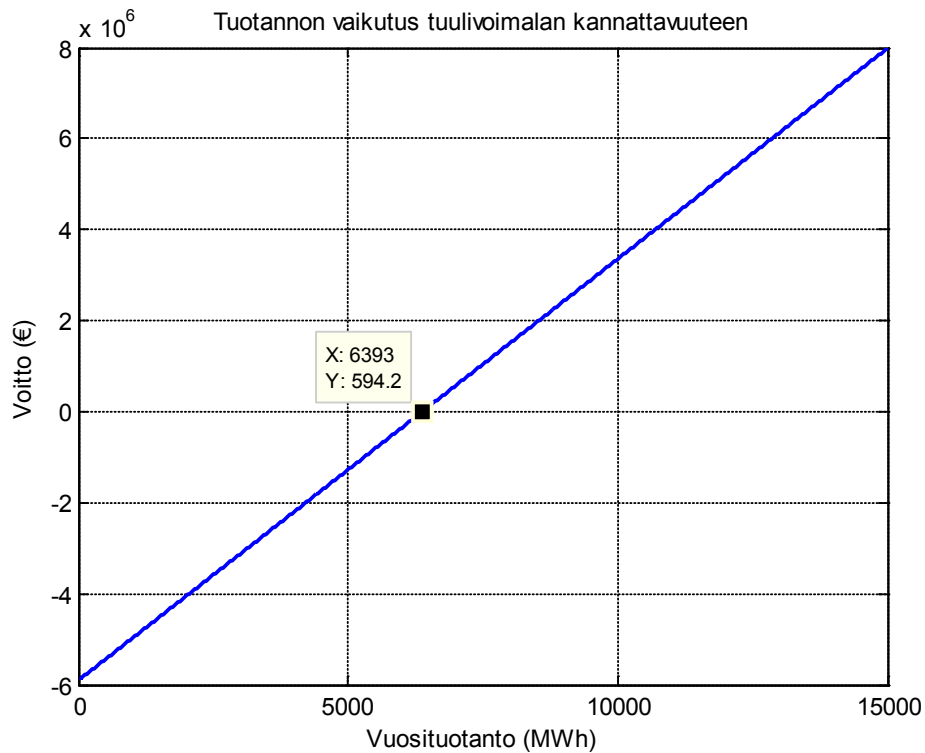


Investointikustannusten kasvaessa noin 4,8 miljoonaan euroon eli 1600 €/kWh, muiden tekijöiden pysyessä ennallaan, ei projekti ole enää ole kannattava toteuttaa. Kymmenen prosentin kasvu investointikustannuksissa (kustannukset siis noin 4,6 miljoonaa euroa) ei tee keskimääräisestä projektista tappiollista, mutta heikentää sen voittoa merkittävästi ja saattaa johtaa toisten projektien hylkäämiseen. Investointikustannusten määrittäminen heti projektin alussa ja budjetissa pysyminen auttavat vähentämään projektin riskejä.

6.3.3.6 Huipunkäyttöaika

Blancon (2009) mukaan huipunkäyttöajan muutos vaikuttaa parametreista voimakkaimmin tuulivoimalan tuotantokustannuksiin. 10 % lasku huipunkäyttöajassa kasvattaa tuotantokustannuksia 8,5 % (Blanco 2009, 1376). Laskelmissani olen käyttänyt 2400 h/a huipunkäyttöaika, joka voi kuitenkin olla mahdoton saavuttaa toisten tuulivoimaloiden osalta. Suomessa vuonna 2011 keskimääräinen huipunkäyttöaika oli 2121 h/a, kun kaikki tuulivoimalat otettiin huomioon. Syöttötariffin määrittämiseen käytetty huipunkäyttöaika 2400 h/a saattaa olla yli-imitoitu. Huipunkäyttöajan muutoksen vaikutusta olen tutkinut kuviossa 22.

Kuvio 22. Huipunkäyttöajan vaikutus tuulivoimalan kannattavuuteen.



Laskelmissani kannattavuuden rajana voidaan pitää noin 6400 megawattitunnin vuosituotantoa, joka tarkoittaa kolmen megawatin tuulivoimalan osalta vähän päälle 2100 h/a huipunkäyttöaikaa. Tätä pienempi keskimääräinen tuotanto tietäisi tappiollista toimintaa. Tuotannon tarkka ennustaminen onkin ensiarvoisen tärkeää tuulivoimaprojektia suunnitellessa, koska suhteellisen pieni tuotannon lasku voi olla merkitsevä kannattavuuden kannalta. Lisäksi tuulivoimaloiden seisokkiajat sekä muut vikatilat vähentävät tuotannon määrää ja kannattavuutta, joten niiden ennustaminen ja minimoiminen ovat myös keskeisiä tekijöitä. Teknologian kehityksen myötä uusien voimaloiden tuotantokyky ja kestävyys on kuitenkin parantunut, joten tulevaisuudessa voidaan olettaa tuotannon enemmän kasvavan kuin vähenevän, minkä pitäisi vähentää epävarmuutta tuotantoriskeistä.

6.4 Yhteenveto syöttötariffijärjestelmän toimivuudesta

Syöttötariffijärjestelmän tulisi taloudellisten laskelmieni perusteella lisätä tuulivoimaa merkittävästi. Keskimääräisen tuulivoimaprojektin voitot kasvavat syöttötariffijärjestelmän myötä, joten myös keskimääräistä heikommille paikoille kannattaa tuulivoimaa rakentaa kannattavuuden noustessa. Syöttötariffijärjestelmä ei kuitenkaan tee tuulivoimarakentamista kan-

nattavaksi kaikilla alueilla. Tutkimastani neljästä tärkeimmästä tuulivoiman sijoitusalueesta Suomessa, vain rannikolle ja tuntureille tuulivoiman rakentaminen on kannattavaa keskimääräisillä arvoilla laskettuna. Sisämaahan ja merelle rakentaminen näillä arvoilla on tappiollista, mutta parametreihin liittyvä epävarmuus huomioiden, myös näiden alueiden parhaat paikat ovat varmasti mahdollisia tuulivoimarakentamiselle. Kustannuksiltaan uusi järjestelmä on kalliimpi, mutta vanhan mallin tukitaso ei ole ollut riittävä tuulivoiman merkittävään lisääntymiseen.

Nopean investoijan etu nostaa tuulivoimaprojektien kannattavuutta ja tekee sisämaahan tuulivoiman rakentamisen keskimäärin kannattavaksi. Merituulivoima on nopean investoijan edusta huolimatta kannattamatonta. Nopean investoijan etuun liittyvät epäkohdat, kuten vuoden 2015 tuotantotakaraja, tekevät edusta kuitenkin käytännössä tehottoman.

Takuuhinta on määritelty hallinnollisesti ja laskelmieni perusteella se on tasolla, jonka tulisi lisätä merkittävästi tuulivoimarakentamista. Riittääkö taso tavoitteiden saavuttamiseksi, jää nähtäväksi. Taso on kustannuksiltaan merkittävä ja sähkön markkinahinnan kehitys määrittää lopullisen kustannustason. Kustannusten yläraja on kuitenkin selvitettävissä, syöttötariffijärjestelmän kiintiön (2500 MVA) ja sähkön markkinahinnan ns. alarajan (30 €/MWh) pohjalta. Myös ennusteet kokonaiskustannuksista paranevat ajan myötä. Tarkemmalle simuloinnille ja ennusteelle on kuitenkin tilausta.

Sähkön markkinahinnan vaihtelulla on vaikutuksensa tuulivoimatuottajan voittoihin. Uusi syöttötariffi vähentää sähkön markkinahinnan vaihtelusta johtuvaa riskiä ja tekee näin monista projekteista kannattavia. Uusi järjestelmä on tästä syystä vanhaa toimivampi lähes kaikilla sähkön markkinahinnoilla. Matala sähkön markkinahinta nostaa uuden järjestelmän kustannuksia merkittävästi ja korkea vastaavasti pienentää.

Diskonttokorko vaikuttaa tuulivoimaprojektien kustannuslaskelmiin ja toteuttamiseen. Pienetkin muutokset korossa voivat tehdä eri projekteista kannattavia tai kannattamattomia, joten sen oikea valinta ja määrittäminen ovat ensiarvoisen tärkeitä. Diskonttokoron muuttamisella ei ole vaikutusta mallien väliseen paremmuuteen valitulla takuuhinnalla. Lainakoron muutos vaikuttaa tuulivoimatuottajan kustannuksiin ja voittoihin, mutta sen merkitys on diskonttokorkoa vähäisempi. Tuulivoimatuottajan tulee kuitenkin huomioida se kustannuslaskelmissaan.

Arvioitua suuremmat investointikustannukset syövät tuulivoimatoimijoiden voittoja ja saattavat tehdä toisista projekteista kannattamattomia. Tariffitaso on kuitenkin asetettu riittävän korkealle, joten esimerkiksi 10 % investointikustannusten kasvu keskimääräiselle kolmen megawatin tuulivoimalaprojektille ei tee siitä kannattamatonta. Kustannuslaskelmien oikeellisuuden kannattaa kuitenkin panostaa tuulivoimalaprojekteissa. Huipunkäyttöajan ja tulevan tuotannon arvioiminen ovat myös tärkeitä tuulivoimahankkeita käynnistettäessä. Tuotannon epävarmuus lisää projektin riskiä ja saattaa olla, että syöttötariffia määriteltäessä on saatettu käyttää turhan suurta huipunkäyttöaikaa. Toisaalta teknologian kehittyessä keskimääräinen huipunkäyttöaika on noussut vuosien 2003–2011 aikana 1900:sta 2121:een (h/a) (Turkia & Holttinen 2013, 32), joten sen voisi uskoa nousevan myös tulevaisuudessa. Uusilla voimaloilla on myös pääsääntöisesti paremmat huipunkäyttöajat. Lisäksi Suomen tuuliatlaksen ilmestyminen on parantanut tuuliolosuhteiden ja sitä kautta tuotannon ennustamista.

Uusi järjestelmä on vanhaa tehokkaampi, ainakin keskimääräisillä arvoilla laskettuna. Laskelmien parametreihin sisältyy kuitenkin merkittäviä epävarmuuksia, jotka voivat vaikuttaa järjestelmän toimivuuteen, tehokkuuteen ja paremmuuteen. Yleisesti voidaan kuitenkin sanoa, että uusi syöttötariffijärjestelmä on taloudellisesta näkökulmasta toimiva ja tuulivoiman rakentamisen kasvun puuttumisen syyt ovat muualla. Tuulivoiman tukijärjestelmä on saanutkin aikaan merkittävän määrän tuulivoimahankkeita. Loppuvuonna 2012 Suomessa oli julkaistu tuulivoimahankkeita noin 8911 megawatin edestä ja vuoden 2013 elokuun loppuun mennessä määrä on kasvanut jo noin 11000 megawattiin (VTT 2013; STY 2013).

6.4.1 Merituulivoima

Koska tuulivoiman rakentaminen ei ole nykyisellä tukimallilla kannattavaa merialueille, on valtiontalouden kehyspäättöksessä 4.4.2012 varattu 20 miljoonan erillistuki merituulivoiman demonstraatiohankkeelle 2015 (VNS 2013, 28). Sen toteuttaminen edellyttää kuitenkin vielä tuotantotukilain täydentämistä sekä merituulivoimahankkeen tuen erillistä notifiointia EU:n komissiolle. Vuonna 2013 tarkennettu yhdeksän terawatin tavoite (vuodelle 2025) edellyttääneen lisäinvestointeja demonstraatiohankkeen lisäksi (Kansallinen energia- ja ilmastostrategia 2013, 95). Hankkeesta saadaan kuitenkin merkittäviä kokemuksia, joiden perusteella voidaan suunnitella myöhemmin tarvittavia tukijärjestelmiä. Kansallisen energia- ja ilmastostrategian strategian päivityksen (2013) mukaan alustavien arvioiden perusteella tuulivoiman tukijärjes-

telmään olisi sisällytettävä harkinnanvarainen investointitukikomponentti, jolla investointien hankekohtainen kannattavuus voidaan varmistaa ja välttää samalla ylituki.

7. Tuulivoiman todelliset esteet

Suunnitteilla olevien tuulivoimahankkeiden suuri määrä on tuonut julkiseen keskusteluun tuulivoimarakentamisen liittyviä esteitä ja hidasteita, jotka eivät liity syöttötariffijärjestelmään tai muuhun taloudelliseen tukemiseen. Työ- ja elinkeinoministeriö kutsui 28.11.2011 ministeri Lauri Tarastin laatimaan selvityksen tuulivoiman rakentamisen hallinnollisista esteistä. Tarasti (2013) esitti tuulivoimarakentamisen merkittävimpiä esteitä ja ehdotuksia niiden parantamiseksi selvityksessään: ”Tuulivoimaa edistämään”.

Tämän jälkeen joihinkin ongelmiin ja pullonkauloihin on tartuttu esteiden poistamiseksi. Tuulivoiman edistämiseksi ja projektien läpiviennin helpottamiseksi tekemistä kuitenkin vielä riittää. Esittelen seuraavassa lyhyesti tämän hetkiset tuulivoiman todelliset esteet Suomessa, mutta jätän näiden asioiden tarkemman pohtimisen tuleville tutkimuksille.

Suurimmat haasteet tuulivoiman tarvittavalle lisääntymiselle ovat olleet tuulivoimarakentamisen viranomaisprosessi, lentoesterajoitukset, puolustusvoimien tutkajajärjestelmä sekä etäisyysohjeistus teistä ja väylistä. Osaan näistä asioista on jo puututtu ja muutostyöt ovat käynnissä, mutta toiset asiat ovat edelleen ratkaisematta. En puutu työssäni tarkemmin ratkaisuehdotuksiin vaan jätän tuleville selvityksille tilaa.

7.1 Tuulivoimarakentamisen viranomaisprosessi

Tuulivoimalan rakentamisen viranomaisprosessi on pitkä ja monitahoinen. Tämä viivästyttää tuulivoimaprojektien aloittamista ja onkin merkittävä syy siihen, miksi tuulivoimalarakentaminen ei ole lähtenyt vielä toivottuun kasvuun.

Tuulivoimarakentamiseen sovelletaan pääsääntöisesti samoja säännöksiä kuin muuhunkin rakentamiseen. Teollisen tuulivoiman rakentaminen on edellyttänyt maakunta-, yleis- ja/tai asemakaavaa. Tuulivoimahankkeen toteuttaminen edellyttää aina rakennuslupaa. Lisäksi hankkeen sijainnista riippuen se saattaa edellyttää esimerkiksi ilmailulain mukaista lentoestelupaa, vesilain mukaista vesilupaa, ympäristönsuojelulain mukaista ympäristölupaa tai mui-naismuistolain mukaista kajoamislupaa.

Varsinaista lupaprosessia (rakennusluvan, vesiluvan ym. hakemista) ei ole koettu ongelmana, mutta kaavoitusmenettelyihin liittyvät epäselvyydet ja YVA-menettelyn soveltaminen ovat hankaloittaneet tuulivoimaprojekteja (SYKE 2009, 23). Ympäristövaikutusten arviointimenettely (YVA) on pitkäaikainen tiedontuottamisprosessi, jonka tarkoituksena on varmistaa, että ympäristövaikutukset selvitetään riittävällä tarkkuudella silloin, kun hanke aiheuttaa merkittäviä ympäristövaikutuksia. YVA-menettelyn tavoitteena on myös lisätä kansalaisten mahdollisuuksia osallistua ja vaikuttaa hankkeiden suunnitteluun.

Onko tuulivoimalan rakentamisella sellaisia merkittäviä ympäristövaikutuksia, joiden vuoksi olisi noudatettava tavallista lupamenettelyä laajempaa harkintaa?

Tuulivoimaa ei ole maankäyttömuotona otettu tähän mennessä kaavoituksessa huomioon valtaosassa Suomea. Tuulivoimarakentamisen kaavoitusta ja lupakäytäntöjä ollaan vasta yhtenäistämässä koko maassa, jolloin tuulivoimalle parhaat paikat saadaan osoitettua (ks. Kansallinen energia- ja ilmastostrategia 2013, 21–22). Valtakunnallisten alueidenkäyttötavoitteiden mukaan maa-kuntakaavoituksessa on osoitettava tuulivoiman hyödyntämiseen parhaiten soveltuvat alueet. Käytäntöjen yhtenäisyyden puutos, on johtanut epäselviin tilanteisiin ja prosessin keston venymiseen. Maakuntakaavan ohjausvaikutuksen tarkistamisen lisäksi voitaisiin selvittää Ruotsin ja Tanskan esimerkillä, tarvitaanko Suomessa tuulivoimarakentamisessa erillistä rakennuslupamenettelyä (Koskelainen 2013, 13). Rakennusluvan tarve voisi poistua ainakin ympäristövaikutusten arviointia edellyttävissä hankkeissa, ehdottaa Koskelainen (2013, 13).

Kaavoitusta ja lupia varten toiminnanharjoittajan on tehtävä runsaasti erilaisia selvityksiä tuulivoimarakentamisen vaikutusten arvioimiseksi. Esimerkiksi vaaditaan ympäristövaikutusten arviointimenettely (YVA), jos yksittäisten tuulivoimaloiden lukumäärä on yli 10 tai niiden kokonaisteho on yli 30 MW. Tämä on johtanut monien yhdeksän tuulivoimalaa sisältävien tuulivoimapuistojen suunnitteluun, jotta välttyttäisiin isolta ja aikaa vievältä YVA-menettelyltä. Olisiko mahdollista löytää jotain YVA:a kevyempää tapaa hoitaa asia tapauskohtaisesti?

Tuulivoimarakentamisen viranomaisprosessiin kuuluu huomattava määrä eri viranomaisia, kuten esimerkiksi kunta, alueellinen ympäristökeskus, ympäristöministeriö, ympäristölupavirasto, museovirasto, lääninhallitus ja ilmailuhallinto (SYKE 2009, 21). Viranomaisprosessia

pitkittää vielä kansalaisten valitusoikeus, joka voidaan toteuttaa projektin useissa eri vaiheissa. Tuulivoimarakentamisen viranomaisprosessissa onkin liian suuri määrä viranomaistahoja osallisena ja näiden välinen koordinaatio on riittämätöntä tai täysin puuttuvaa. Myös itse prosessi on väärin ajoitettu, esimerkiksi osa selvityksistä kuten puolustusvoimien tutkalausunto saadaan vasta rakennuslupamenettelyn loppuvaiheessa (Tarasti 2013, 22). Lisäksi lupaprosessien odotusajat ovat liian pitkiä, jotta voitaisiin tehokkaasti lisätä tuulivoimaa tavoitteiden saavuttamiseksi. Tarastin (2013) mukaan tulisi pohtia lupaprosessien yhdistämistä kuten Ruotsissa ja Tanskassa. Koskelainen (2013) kirjoittaa tarkemmin Ruotsin ja Tanskan kaavoituksen ja lupaprosessien eroavaisuuksista Suomeen.

Edistystä asian tiimoilta on kuitenkin tapahtunut. Maankäyttö- ja rakennuslakia on muutettu niin, että tuulivoimalle voidaan myöntää tietyin edellytyksin rakennuslupa suoraan yleiskaaavan perusteella (HE 84/2013). Kansallisen energia- ja ilmastostrategian strategian päivityksen 2013 (2013, 21–22) mukaan tuulivoiman rakentamista edistetään maakuntakaavoituksella, kannustamalla kuntia selvittämään kokonaisvaltaisesti tuulivoimaan soveltuvat alueet ja yhenäistämällä lupakäytäntöjä, vaikutusten arviointia ja kaavoitusta.

7.2 Lentoesterajoitukset

Lentoesterajoituksista säädetään ilmailulain 165 ja 166 §:ssä ja niistä päättää liikenneturvallisuusvirasto Trafi, joka myös myöntää lentoesteluvat. Lentoestelupaa varten tulee ensin hakea lausunto Finavialta. Kyseistä lupaa tulee hakea aina rakennettaessa yli 60 metriä maanpinnasta korkeaa rakennusta tai rakennelmaa.

Lentoasemien ympärillä on kansainvälisessä ilmailumääräyksessä määritelty esterajoituspinnat, jotka ulottuvat kiitotien suunnassa 15 km molempiin suuntiin ja vastaavasti 6 km kiitotien sivuilla. Näissä pinnoissa on kyse lentoturvallisuudesta, eikä niille saa rakentaa korkeita rakennuksia tai rakennelmaa. Maanteillä puolustusvoimien varalaskupaikoilla vastaava lentoeste-etäisyys on ollut 12 km varalaskupaikan keskipisteestä.

Tuulivoiman kannalta hankaluuksia ovat tuottaneet ns. mittarilentopinnat, jotka ovat harkinnanvaraisia kulloisenkin tilanteen mukaan. Suomessa nämä alueet ovat keskimäärin säteeltään 40 km lentokentän ympärillä, joka tarkoittaa kokonaispinta-alalta hieman yli 5000 km² koosta aluetta, johon lentoestelupia ei tuulivoimalle ole juurikaan myönnetty. Suomen 27 lentokenttää käsittää näin karkeasti arvioituna (alueet ovat osittain päällekkäisiä) yli 125 000 km²

kokoisen tuulivoimalle käyttämättömän alueen. Tarastin (2013) mukaan Energiategollisuus ry:n 75 tuulivoimahankkeesta 47 eli noin $\frac{2}{3}$ sijaitsi tällaisella alueella lentoesterajoitusten piirissä, johon ei myönnetty lentoestelupaa.

Ruotsissa lentoliikenteen sujuvuuteen vaikuttavat käytettävyyalueet ovat samaa luokkaa kuin Suomessa, mutta näiden korkeuksissa on tehty muutoksia tuulivoiman osalta (LVM 2012, 41). Nämä alueet eivät sulje siis automaattisesti pois tuulivoimaloita, vaan asia ratkaistaan osallistumismenettelyssä ja vaikutusten arvioinnissa (emt. 2012, 41). Saksassa puolestaan on useita korkeita tuulivoimaloita lentoasemien läheisyydessä. Esimerkiksi Hampurin Finkenwerderin lentokentältä noin 13 kilometrin etäisyydellä on 200 metriä korkea tuulivoimala-alue. Nämä maat ovat enemmänkin keskittyneet tuulivoimaloiden näkyvyyteen lentoturvallisuuden saralla.

Suomen kohtuuttomat turvallisuusvaatimukset ovat siis vaikeuttaneet monia potentiaalisia tuulivoimaprojekteja. Trafi on kuitenkin tarkastanut korkeusrajoituksiaan vuoden 2011 lopulla ja mahdollistanut tuulivoimaloiden rakentamisen turvallisuuden rajoissa. Lentoestelupien vyöhykkeitä tulisi kuitenkin vielä selkeyttää ja yksinkertaistaa sekä lentoesteluprosessia kehittää.

7.3 Puolustusvoimien tutkajärjestelmä

Tuulivoimaloiden vaikutuksista puolustusvoimien tutkajärjestelmään keskusteltiin voimakkaasti vuonna 2010, kun se pysäytti kaikki tuulivoiman rakennusluvut hetkeksi (IEA 2012, 99). Tuulivoimahanke on nimittäin edellyttänyt puolustusvoimien pääesikunnan lausuntoa sen vaikutuksista puolustusvoimien toimintaa. Tämä menettely on ruuhkauttanut pääesikunnan, josta on seurannut lausuntojen viivästyminen ja tuulivoimahankkeiden lykkääntyminen.

Maamme ilmatilaa valvova tutkajärjestelmä on myös vanhanaikainen. Tuulivoiman varjostus- ja välähdysvaikutus sotkee tutkia, jonka takia esimerkiksi läntiselle ja itäiselle Uudellemaalle ei ole voitu ollenkaan rakentaa tuulivoimaa (ks. esim. Sipilä 2011a; Sipilä ym. 2011b). Myöskään hyvätuuliselle Perämerelle ei ole voitu rakentaa uusia tuulivoimaloita. Tekniikka tämän ongelman ratkaisemiseksi tutkien ohjelmistopäivityksillä ja täydentävillä sensoreilla on ollut jo olemassa, mutta kustannusten maksajasta on ollut kiistaa.

Tähän asiaan saatiin Perämeren osalta sopu, kun laki tuulivoiman kompensatioalueista (490/2013) tuli voimaan 1.7.2013. Siinä perämeren tuulivoima-alueelle rakentavien tuulivoiman tuottajien on maksettava jokaisesta turbiinistaan 50 000 euron tuulivoimamaksu (emt. 2013, 8 §). Näistä maksuista kertyy lopulta kompensatiosumma, joka Perämeren tuulivoima-alueella on yhteensä 18,5 miljoonaa euroa. Vastaavasti puolustusvoimien valvontajärjestelmää on kehitetty teknisillä tai muilla ratkaisuilla siten, että tuulivoimalan rakentaminen alueella ei edellytä, että puolustusvoimat selvittää enää erikseen tuulivoimalan vaikutuksia Suomen aluevalvontaan, puolustusvoimien alueellisiin toimintaedellytyksiin ja sotilasilmailuun. Jos alueelle rakennetaan niin runsaasti tuulivoimaloita, että kompensatiosumma ylittyy, palautetaan ylimenevä osa takaisin tuulivoiman tuottajille (emt. 2013, 7 §).

Tuulivoiman ja puolustusvoimien yhteensovittamista tulisi kuitenkin jatkaa ja pyrkiä tehostamaan lupaprosessia niin ajoituksen kuin toimivuuden kannalta.

7.4 Etäisyysohjeistus teistä ja väylistä

Liikenneturvallisuuden varmistamiseksi tuulivoimala tulee sijoittaa riittävän etäälle maantiestä. Liikenneviraston vuonna 2011 julkaiseman ohjeen, tuulivoiman rakentamisesta liikenneväylien läheisyyteen, mukaan valta- ja kantateillä sekä maanteillä, joilla nopeusrajoitus on 100 km/h tai enemmän, tulee tuulivoimalan etäisyyden olla vähintään 500 metriä tiealueesta. Lisäksi siinä on ohjeistettu, että maantien kaarrekohdassa tuulivoimala on sijoitettavan näkökentän ulkopuolelle. Tuulivoimala ei saa haitata tienkäyttäjän näkemää eikä häiritä tienkäyttäjän keskittymistä liikennetilanteen seurantaan. ”Riskitekijäksi katsotaan kuljettajan näkökentässä oleva liikkuva elementti, jollainen pyörivä tuulivoimalan lapa on.” (Liikennevirasto 2012a).

Suomen etäisyysohjeistus teistä ja väylistä on ollut kohtuuton verrattuna esimerkiksi naapurimaa Ruotsiin, jossa etäisyysvaatimus tiealueeseen on voimalan kokonaiskorkeus, kuitenkin vähintään 50 metriä.

Rautateiden osalta Suomessa tuulivoimalan etäisyys raiteen keskilinjasta tuli olla vähintään 1,7 kertaa voimalan kokonaiskorkeus plus 50 metriä, kuitenkin vähintään 250 metriä Liikenneviraston vuoden 2011 ohjeen mukaan. Tämä tekee 150 metriä korkean tuulivoimalan turvaetäisyydeksi 305 metriä. Vastaavasti Ruotsissa etäisyysvaatimus määritellään olevan voimalan kokonaiskorkeus plus 20 metriä, kuitenkin vähintään 50 metriä. Suomen Liikenneviras-

tossa on ollut esillä myös käsitys, että tuulivoimalan vähimmäisetäisyys meriväylästä tulisi olla 5–6 kilometriä (Tarasti 2013, 18).

Nämä ylenpalttiset ohjeistukset ovat hankaloittaneet ja hidastaneet tuulivoimaloiden rakentamiseen Suomessa. Tuulisuudeltaan erinomaiset paikat ovat saattaneet jäädä ohjeistuksesta johtuvalle katvealueelle ja tehokkaaseen tuulivoiman hyödyntämiseen ei ole pystytty.

Tässäkin asiassa on edetty oikeaan suuntaan, kun Liikennevirasto on puolittanut tuulivoiman etäisyysvaatimuksen pääteiden varsilla 200–300 metriin aiemmasta 500 metristä 25.5.2012 tekemällään päätöksellä. Myös rautateiden etäisyysvaatimusta on pienennetty. Vähimmäisetäisyys on 30 metriä lisättynä voimalan kokonaiskorkeus lähimmän raiteen keskilinjasta (Liikennevirasto 2012b). Jos suoja-alue on yli 30 metriä, vähimmäisetäisyys on tuulivoimalan kokonaiskorkeus lisättynä suoja-alueen leveydellä (emt. 2012b).

Liikenne- ja viestintäministeriön (2012) selvityksen ”Tuulivoimaloiden vaikutuksista liikenneturvallisuuteen” mukaan Suomessa oli edelleen toukokuussa 2012 Liikenneviraston tekemän ohjemuutoksen jälkeen pisimmät etäisyysvaatimukset tuulivoiman sijoittamisessa pääteiden läheisyyteen. Kyseenalaista on, tarvitseeko Suomi näin mittavia turvallisuusvaateita, kun esimerkiksi Ruotsin ja Saksan mallit toimivat tehokkaasti, turvallisesti ja tuulivoiman käyttöä lisäävästi.

8. Johtopäätökset

Vaikka Euroopan Unionin direktiivi 2001/77/EC oli toimiva signaali uusiutuvien energiamuotojen lisäämiselle, huoli ympäristöstämme ei ole saavuttanut tarpeeksi suurta painetta uusiutuvien energialähteiden kehittymiselle (Marques ym. 2011). Suomen tuulivoiman kehityksen heikkoutta voidaan pitää käytännön esimerkkinä tästä.

Suomen hallituksen linjaukset vuoden 2008 Ilmasto- ja energiastrategiassa tuulivoimalla tuotetun sähkön lisäämiseen kuuteen terawattituntiin vuoteen 2020 mennessä, ovat johtaneet tukitoimien uudistamiseen. Vuonna 2011 käyttöön otetun uuden syöttötariffijärjestelmän ensimmäiset vuodet ovat kuitenkin olleet tuulivoiman kasvun kannalta epäonnistuneita. Tutkimukseni tarkoituksena oli selvittää johtuuko tuulivoimateollisuuden kasvun hitaus syöttötariffijärjestelmästä ja sen toimimattomuudesta vai onko taustalla muita tekijöitä. Lisäksi pyrkimyksenäni oli selvittää tuulivoiman rakentamisen suurimmat esteet.

Syöttötariffijärjestelmä kätkee sisälleen muutamia haasteita. Tuulivoimapuistoon kuuluvien tuulivoimaloiden eriaikainen valmistuminen ei johda taloudellisesti parhaaseen lopputulokseen, koska tariffijakso on rajoitettu 12 vuoteen siitä, kun ensimmäinen voimala alkaa tuottaa sähköä sähköverkkoon. Näin myöhemmin valmistuvat voimalat eivät saa täyttä 12 vuoden tariffijaksoa. Tästä seuraa, että taloudellisesti tehokkainta olisi hakea jokainen yhden tuulivoimalan ”tuulivoimapuisto” erikseen syöttötariffijärjestelmän piiriin. Mistä johtuen voi olla, että suurissa tuulivoimahankkeissa osa jo rakennetuista tuulivoimaloista seisoo käyttämättöminä, sillä niiden käyttöönotto ei ole taloudellisesti kannattavaa.

Toiseksi haasteeksi voidaan lukea järjestelmän niin sanottu sähkön markkinahinnan alaraja (30 €/MWh), jolloin maksetaan alennettua takuuhintaa. Tämä luo pienen riskitekijän tuulivoimatuottajan tuottoihin ja saattaa vaikuttaa investointipäätöksiin. Alennetun takuuhinnan mahdollisuutta ja sen vaikutuksia tulisikin tutkia tarkemmin.

Kolmanneksi, järjestelmään hyväksyttävien tuulivoimaloiden kapasiteetin ylärajaksi on määriteltä 2500 megavoltiampeeria ja kun tämä saavutetaan, jäävät jotkin jo aloitetut projektit vääjäämättä sen ulkopuolelle. Mahdollisuus syöttötariffista jäämiseen saattaa alentaa toimijoiden sekä investoijien halukkuutta ryhtyä raskaita ympäristö- ja rakennuslupamenettelyitä sisältäviin tuulivoimahankkeisiin.

Syöttötariffijärjestelmään kuuluvaa todentamisjärjestelmää on myös kritisoitu. Se viivästyttää laitosten käyttöönottoa ja lisää kustannuksia, mikä saattaa estää pienten ja keskisuurten toimijoiden alalle tulon. Lisäksi todentajien määrä on jäänyt odotettua pienemmäksi, mikä hidastaa tuulivoimatoimijoiden toimintaa hankkeiden lisääntyessä.

Syöttötariffijärjestelmän haasteista huolimatta se on hyvin suunniteltu. Kvantitatiivisen tutkimuksen mukaan syöttötariffijärjestelmän tulisi lisätä tuulivoiman kannattavuutta ja sitä kautta tuulivoimarakentamista merkittävästi Suomessa. Uusi järjestelmä on vanhaa energia- ja verotukimallia tehokkaampi, se lisää tuulivoimatuottajien voittoja ja vähentää sähkön markkinahinnasta johtuvaa epävarmuutta, jolloin markkinoille tulee lisää toimijoita ja hankkeita. Kustannuksiltaan uusi järjestelmä on kalliimpi, mutta tukitaso ei ole ollut aikaisemmin riittävä tuulivoiman merkittävään lisääntymiseen. Lisäksi kustannusten yläraja on laskettavissa ja ennusteet tulevista menoista paranevat järjestelmän ensimmäisten vuosien aikana. Uusi jär-

jestelmä vie meitä kohti EU:n asettamia tavoitteita kasvihuonepäästöjen vähentämisessä ja uusiutuvien energialähteiden lisäämisessä.

Syöttötariffijärjestelmä ei kuitenkaan tee tuulivoiman rakentamista kannattavaksi kaikilla alueille. Tutkimastani neljästä tärkeimmästä tuulivoiman sijoitusalueesta Suomessa, vain rannikolle ja tuntureille tuulivoiman rakentaminen on kannattavaa keskimääräisillä arvoilla laskettuna. Sisämaahan ja merelle rakennettava tuulivoima ei puolestaan syöttötariffijärjestelmän myötä tule kannattavaksi, johtuen heikommista tuuliolosuhteista sisämaassa ja merkittävästi korkeammista investointi- sekä käyttö- ja ylläpitokustannuksista merellä. Tulee kuitenkin huomioda, että laskelmat on tehty keskimääräisillä arvoilla ja parametreihin liittyy epävarmuuksia, minkä vuoksi sisämaan ja meren tuulivoimarakentamista ei tule sulkea pois.

Kolmen ensimmäisen vuoden korkeampi takuuhinta, eli nopean investoijan etu, lisää tuulivoimatuottajien voittoja ja toimijoita alalla. Lisäksi se tekee tuulivoimarakentamisen kannattavaksi myös sisämaahan. Merituulivoiman rakentaminen on kuitenkin edelleen kannattamatonta. Vaikka nopean investoijan etu näyttää laskelmissa lisäävän merkittävästi tuulivoimaa, ei se käytännössä toimi yhtä hyvin. Tekemäni laskelmat on laskettu täydellä kolmen vuoden nopean investoijan edulla, mikä vuoden 2015 takarajasta johtuen tarkoittaa, että tuulivoimala tulisi olla ollut käytössä jo vuonna 2012. Hankkeiden lupa- ja kaavoitusprosessit vievät kuitenkin paljon aikaa, joten kovin moni hake ei ole ehtinyt nauttia nopean investoijan edusta, varsinkaan täyttä aikaa. Syöttötariffijärjestelmän sisäänrakennettu optimointiongelma tekee siis nopean investoijan edusta käytännössä tehottoman.

Takuuhinta on asetettu hallinnollisesti ja sen määrittäminen oikealle, toimivalle ja taloudellisesti tehokkaalle tasolle ei ole helppoa. Suomen tariffitaso on kuitenkin asetettu tasolle, jolla se lisää tuulivoiman rakentamista myös parhaiden paikkojen lisäksi hieman huonommillaakin tuulivoimarakentamisen paikoilla. Nähtäväksi jää riittääkö taso siihen, että Suomi pääsee tuulivoimakapasiteetin osalta tavoiteltuun 2500 megawattiin vuoteen 2020 mennessä. Tavoitteen saavuttaminen edellyttää merituulivoiman rakentamista, mikä ei kuitenkaan kyseisellä tariffitasolla ole kannattavaa. Valtion kehyspäätyksessä on kuitenkin varattu 20 miljoonaa euroa merituulivoiman demonstraatiohankkeelle vuodelle 2015, jolla uskotaan olevan merituulivoiman tulevaisuuden rakentamisen kannalta merkittäviä vaikutuksia.

Sähkön markkinahinnan vaihtelu luo oman aspektinsa syöttötariffijärjestelmän toimivuudelle. Vaikka sähkön markkinahinta vaikuttaa pääasiassa tuulivoimatuottajan tuloihin vain tariffiajan (12 vuotta) päättymisen jälkeen, voivat sähkön markkinahinnan muutokset kuitenkin tehdä syöttötariffimallista tehottoman ja kyseenalaistaa koko mallin toimivuuden. Sähkön markkinahinnan pysytellessä oletetulla pitkänaikavälin arvioidulla uralla uusi malli on toimiva ja tehokkaampi kuin edeltäjänsä. Lisäksi syöttötariffimalli vähentää sähkön markkinahinnan vaihtelun aiheuttamaa epävarmuutta ja pienentää näin investojien kohtaamaa riskiä, joten investoinnille riittää alhaisempi tuotto. Tämä tekee uudesta mallista paremman lähes kaikilla sähkön markkinahinnoilla. Valitulla takuuhinnalla keskimääräisen kolmen megawatin tuulivoimalan toiminta on kannattavaa riippumatta sähkön markkinahinnasta. Riskien poistuttua parhaille tuulivoimapaikoilla on varmasti kysyntää ja hankkeiden määrä kasvaa.

Diskonttokoron hyvä ja todenmukainen määrittäminen tuulivoimahankkeiden alkuvaiheessa on tärkeää, sillä sen muutokset vaikuttavat voimakkaasti projektin kannattavuuteen ja kiinnostavuuteen. Diskonttokorko ei kuitenkaan vaikuta mallien paremmuuteen valitulla takuuhinnalla, vaan uusi syöttötariffimalli lisää enemmän tuulivoiman rakentamista. Laskelmat on tehty keskimääräisillä arvoilla, joihin liittyy myös epävarmuutta, minkä vuoksi myös toisenlaiset tulokset ovat mahdollisia.

Investointikustannusten tai huipunkäyttöajan 10 % muutos ei myöskään tehnyt keskimääräisistä projekteista kannattamattomia. Niiden vaikutukset ovat kuitenkin merkitseviä, joten investointikustannusten määrittäminen ja tuotannon tarkka ennustaminen ovat ensiarvoisen tärkeitä tuulivoimahankkeita suunnitellessa.

Voidaan siis sanoa, että uusi syöttötariffijärjestelmä on taloudellisesta näkökulmasta toimiva ja tuulivoiman rakentamisen hitaan kasvun syyt ovat muualla. Järjestelmä motivoi sijoittamaan tuulivoimaan, mutta ei kustannuksiltaan rasita liikaa veronmaksajia.

Suunnitteilla on valtava määrä tuulivoimahankkeita, mutta niiden täytäntöönpano on takerellut. Tuulivoiman suurimmat esteet ovatkin hallinnollisia. Merkittävimpinä tuulivoimarakentamisen hidasteina on ollut viranomaisprosessin monimutkaisuus ja toimimattomuus, lentoesterajoitukset ja niiden myöntämiset, puolustusvoimien tutkajärjestelmän yhteen sovittamien tuulivoiman kanssa sekä etäisyysohjeistus teistä ja väylistä. Näihin on pyritty löytämään ratkaisuja ja muutoksia on tapahtunut, mutta asioiden käsittely on vielä kesken. Vuoden 2008

strategiassa asetettuihin tavoitteisiin vuodelle 2020 yltämisessä tulee kiire. Tavoitellun tason saavuttaminen edellyttää myös muiden kuin pelkästään taloudellisten esteiden ratkaisemista.

Huomioitavaa on, että vuoden 2020 tavoitteet eivät kuitenkaan ole tarpeeksi, vaan meidän tulee ajatella uusiutuvien energiamuotojen kehitystä vielä pidemmällä aikavälillä. Investoijat ovat valmiita sijoittamaan tuulivoimaan, mutta he tarvitsevat poliittisilta toimijoilta selkeän signaalin vakaasta tulevaisuudesta.

Lähdeluettelo

- Ackermann, Thomas (2005), "Wind Power in Power Systems", John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, USA.
- Alishahi, Ehsan & Moghaddam, Mohsen P. & Sheikh-El-Eslami, Mohammed K. (2011), "*An investigation on the impacts of regulatory interventions on wind power expansion in generation planning*", Energy Policy, 39 (2011), pp. 4614–4623.
- Blanco, Maria Isabel (2009), "*The economics of wind energy*", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13 (2009), pp. 1372–1382.
- Bürer, Mary Jean & Wüstenhagen, Rolf (2009), "*Which renewable energy policy is a venture capitalist's best friend? Empirical evidence from a survey of international cleantech investors*", Energy Policy, 37 (2009), pp. 4997–5006.
- Butler, Lucy & Neuhoﬀ, Karsten (2008), "*Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development*", Renewable Energy, 33 (2008), pp. 1854–1867.
- DeCarolís, Joseph F. & Keith, David W. (2006), "*The economics of large-scale wind power in a carbon constrained world*", Energy Policy, 34 (2006), pp. 395–410.
- Dinica, Valentina (2008), "*Initiating a sustained diffusion of wind power: The role of public–private partnerships in Spain*", Energy policy, 36 (2008), pp. 3562–3571.
- Dong, C.G. (2012), "*Feed-in tariff vs. renewable portfolio standard: An empirical test of their relative effectiveness in promoting wind capacity development*", Energy Policy, 42 (2012), pp. 476–485.
- Drechsler, Martin & Meyerhoﬀ, Jürgen & Ohl, Cornelia (2012), "*The effect of feed-in tariffs on the production cost and the landscape externalities of wind power generation in West Saxony, Germany*", Energy Policy, 48 (2012), pp. 730–736.
- EMV = Energiamarkkinavirasto

- Energia-Ekono Oy (1999), "Tuulivoiman projektiopas", Monila Oy, Helsinki. Saatavissa: <http://windesol.fi/windesol/images/8/89/Tuulivoimanprojektiopas.pdf>
- Energiamarkkinavirasto (2012), "EMV tiedottaa", Energiamarkkinaviraston sidosryhmälehti 3/2012. Libris Oy, Helsinki. Saatavissa: <http://www.emvi.fi/>
- Energiamarkkinavirasto (2013a), "Todentajaohje – Uusiutuvilla energialähteillä tuotettavan sähkön tuotantotukijärjestelmän varmentamistehtävät", 1.4.2013. Saatavissa: <http://www.emvi.fi/>
- Energiamarkkinavirasto (2013b), Energiamarkkinaviraston internetsivut. [Viitattu 26.9.2013]. Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/>
- Energiamarkkinavirasto (2013c), "Tuulivoimatuotet kasvussa – turpeen vero pienentää metsähakkeen tukea", Energiamarkkinaviraston tiedote, 5.7.2013. Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/>
- Euroopan komissio (1997), "Tulevaisuuden energia: uusiutuvat energialähteet - Yhteisön strategiaa ja toimintasuunnitelmaa koskeva valkoinen kirja", KOM(97)599, komission tiedonanto 26.11.1997.
- Euroopan komissio (2010), "Vaihtoehdot kasvihuonekaasupäästöjen vähentämiseksi yli 20 prosentin tavoitteen ja hiilivuodon riskin arviointi", KOM(265)2010 komission tiedonanto Euroopan parlamentille, neuvostolle, Euroopan talous- ja sosiaaliskomitealle sekä alueiden komitealle 26.5.2010.
- Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2001/77/EY, "Sähkön tuotannon edistämisestä uusiutuvista energialähteistä tuotetun sähkön sisämarkkinoilla", 27.9.2001.
- Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2009/28/EY, "Uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisestä", 23.4.2009.
- European Commission (1997), "Communication from the Commission – Energy for the future: Renewable sources of energy – White Paper for a Community strategy and action plan", COM(97) 599, November 1997.

- EWEA – European Wind Energy Association (2009), “Wind Energy – The Facts – A Guide to the Technology, Economics and Future of Wind Power”, Routledge.
- EWEA – European Wind Energy Association (2012a), ”Green Growth – the impact of wind energy on jobs and the economy”, A report by the European Wind Energy Association, April 2012.
- EWEA – European Wind Energy Association (2012b), “Wind in power – 2011 European statistics”, A report by the European Wind Energy Association, February 2012.
- EWEA – European Wind Energy Association (2013), “Wind in power – 2012 European statistics”, A report by the European Wind Energy Association, February 2013.
- Fouquet, Doerte & Johansson, Thomas B. (2008), ”*European renewable energy policy at crossroads—Focus on electricity support mechanisms*”, Energy Policy, 36 (2008), pp. 4079–4092.
- Gass, Viktoria & Schmidt, Johannes & Strauss, Franziska & Schmid, Erwin (2013), ”*Assessing the economic wind power potential in Austria*”, Energy Policy 53 (2013), pp. 323–330.
- Germany Federal Environment Ministry (BMU) (2012). [Viitattu 14.8.2013]. Saatavissa: <http://www.erneuerbare-energien.de/>
- Gonzalez, Pablo del Rio (2008), “*Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms*”, Energy Policy, 36 (2008), pp. 2917–2929.
- GWEC – Global Wind Energy Council (2012), “Global Wind Report – Annual market update 2011”, A report by the Global Wind Energy Council.
- Haas, Reinhard & Panzer, Christian & Resch, Gustav & Ragwitz, Mario & Reece, Gemma & Held, Anne (2011a), “*A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15 (2011), pp. 1003–1034.

- Haas, Reinhard & Resch, Gustav & Panzer, Christian & Busch, Sebastian & Ragwitz, Mario & Held, Anne (2011b), "*Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – Lessons from EU countries*", Energy, 36 (2011), pp. 2186–2193.
- Hailikari, Ville & Kyntölä, Sami & Kallio, Aki (2010), "*Toimiva syöttötariffijärjestelmä tuulivoimahankkeiden rahoittamisen haasteena*", Tuulienergia 4 (2010), pp. 5–7.
- Hailikari, Ville & Sjöberg, Nikolas & Käkelä, Jarno (2013), "*Syöttötariffia mittarista*", Tuulienergia 2 (2013), pp. 9–10.
- Hallituksen esitys 107/2012, "Hallituksen esitys eduskunnalle laiksi uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta annetun lain muuttamiseksi". [Viitattu 19.3.2013].
- Hallituksen esitys 152/2010, "Hallituksen esitys Eduskunnalle laiksi uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta". [Viitattu 19.3.20013].
- Hallituksen esitys 76/2013, "Hallituksen esitys eduskunnalle laeiksi kiinteistöverolain, varojen arvostamisesta verotuksessa annetun lain 30 §:n sekä verotustietojen julkisuudesta ja salassapidosta annetun lain 14 §:n muuttamisesta". [Viitattu 5.11.2013].
- Hallituksen esitys 84/2013, "Hallituksen esitys eduskunnalle laiksi maankäyttö- ja rakennuslain muuttamisesta". [Viitattu 16.11.2013].
- Helander, Aleksi (2007), "Tasesähkön hinnoittelumallit tuulivoimalle", Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, konetekniikan osasto.
- Helsingin Sanomat 16.4.2013, "Energiataantumus uhkaa", HS-haastattelu. [Viitattu 16.4.2013]. Saatavissa: <http://www.hs.fi/>
- Hiroux, C. & Saguan M. (2010), "*Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?*", Energy Policy, 38 (2010), pp. 3135–3145.
- Holttinen, Hannele & Miettinen, Jari & Sillanpää, Samuli (2013), "Wind power forecasting accuracy and uncertainty in Finland", VTT Technology 95, Espoo.

- Holttinen, Hannele & Peltola, Esa (2009), ”Nord Vind. Windpower technology: history, status and vision”, VTT Research report, Espoo.
- Holttinen, Hannele & Saarikivi, Pirkko & Repo, Sami & Ikäheimo, Jussi & Koreneff, Göran (2006), ”Prediction errors and balancing costs for wind power production in Finland”, Proceedings of 6th workshop on Offshore and Large Scale Integration of Wind Power, 25–26th October, 2006, Delft, Netherlands.
- Holttinen, Hannele (2004), ”The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system”, VTT Publications 554, Espoo.
- IEA – International Energy Agency (2012), ”IEA Wind – 2011 Annual Report”, Report, July 2012. Saatavissa: <http://www.ieawind.org>
- Jenner, Steffen & Groba, Felix & Indvik Joe (2013), ”*Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European union countries*”, Energy Policy, 52 (2013), pp. 385–401.
- Kansallinen energia- ja ilmastostrategia – Strategian päivitys 2013 (2013), taustaraportti 30.1.2013 Saatavissa: <http://www.tem.fi/>
- Kiinteistöverolaki 654/1992, 20.7.1992/654. [Viitattu 5.11.2013].
- Kitzing, Lena & Mitchell, Catherine & Morthorst, Poul Erik (2012), ”*Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging?*”, Energy Policy, 51 (2012), pp. 192–201.
- Klap, Aleksis (2012), ”Yhteenveto maakuntien liittojen tuulivoimaselvityksistä”, Ympäristöministeriön raportteja 19/2012, Helsinki.
- Koskelainen, Aarni (2013), ”*Tuulivoimaa koskevan säätelyn kehittäminen Ruotsin ja Tanskan esimerkkien valossa*”, Tuulienergia 1 (2013), pp. 12–13.
- Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta 1260/1996, 30.12.1996/1260. [Viitattu 28.10.2013].
- Laki tuulivoiman kompensatioalueista 490/2013, 28.6.2013/490. [Viitattu 15.11.2013].

Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta 1396/2010, 30.12.2010/1396.
[Viitattu 14.3.2013].

Lantz, Eric & Wiser, Ryan & Hand, Maureen & Arapogianni, Athanasia & Cena, Alberto & Simonot, Emilien & James-Smith, Edward (2012), "The Past And Future Cost Of Wind Energy" IEA Wind Task 26, WP2, NREL – National Renewable Energy Laboratory, Technical Report.

Leung, Dennis Y.C. & Yang Yuan (2012), "*Wind energy development and its environmental impact: A review*", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16 (2012), pp. 1031–1039.

Liikenne- ja viestintäministeriö (2012), "Tuulivoimaloiden vaikutukset liikenneturvallisuuteen – Selvitys etäisyysvaatimuksista tie-, rautatie-, meri- ja lentoliikenteen osalta", Liikenne ja viestintäministeriön julkaisuja 20/2012.

Liikennevirasto (2012a), "Tuulivoimalaohje – Ohje tuulivoimalan rakentamisesta liikenneväylien läheisyyteen", Liikenneviraston ohjeita 8/2012, Helsinki.

Liikennevirasto (2012b), Liikenneviraston internetsivut. [Viitattu 15.11.2013]. Saatavissa: <http://www.liikennevirasto.fi>

Lindroos, Tomi J. & Monni, Suvi & Honkatukia, Juha & Soimakallio, Sampo & Savolainen, Ilkka (2012), "Arvioita uusiutuvan energian lisäämisen vaikutuksista Suomen kasvihuonekaasupäästöihin ja kansantalouteen", VTT Technology 11, Espoo. Saatavissa: <http://www.vtt.fi>

Lipp, Judith (2007), "*Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom*", Energy Policy, 35 (2007), pp. 5481–5495.

Lund, P.D. (2011), "*Boosting new renewable technologies towards grid parity – Economic and policy aspects*", Renewable Energy, 36 (2011), pp. 2776–2784.

Martin, John & Ramsey, Doug (2009), "*The Economics of Wind Energy*", Journal of Applied Corporate Finance, Nro. 2 Volume 21, pp. 100–109.

- Marques, Antonio C. & Fuinhas, Jose A. & Manso, Jose P. (2011), "*A Quantile Approach to Identify Factors Promoting Renewable Energy in European Countries*", *Environmental and Resource Economics*, (49) 2011, pp. 351–366
- Mathew, Sathyajith (2006), "*Wind Energy – Fundamentals, Resource Analysis and Economics*", Springer Berlin Heidelberg.
- Menanteau, Philippe & Finon, Dominique & Lamy, Marie-Laure (2003), "*Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy*", *Energy policy*, 31 (2003), pp. 799–812.
- Meyer, Niels & Koefoed, Anne Louise (2003), "*Danish energy reform: policy implications for renewables*", *Energy Policy*, 31 (2003), pp. 597–607.
- Mikkonen, Anni (2010), "*Tuulivoimalle taloudellista tukea!*", *Tuulienergia* 3 (2010), pp. 4.
- Mitchell, C. & Bauknecht, D. & Connor, P.M. (2006), "*Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany*", *Energy Policy*, 34 (2006), pp. 297–305.
- Monjas-Barroso, Manuel & Balibrea-Iniesta, Jose (2013), "*Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options*", *Energy Policy* 55 (2013), pp. 335–352.
- Nord Pool – Nord Pool nettisivu. [Viitattu 26.4.2013 ja 7.11.2013]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/>
- Ragwitz, Mario & Resch, Gustav & Busch, Sebastian & Rudolf, Florian & Rosende, Daniel & Held, Anne & Schubert, Gerda (2011), "*Assessment of National Renewable Energy Action Plans*", A report compiled within the European project REPAP2020, intelligent Energy Europe.
- REN21 (2012), "*Renewables 2012 Global Status Report*", Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Saatavissa: www.ren21.net
- Sähkömarkkinalaki 386/1995, 17.3.1995/386. [Viitattu 11.4.2013].

Saidur, R. & Islam, M.R. & Rahim, N.A. & Solangi K.H. (2010), "*A review on global wind energy policy*", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14 (2010), pp. 1744–1762.

Schwabe, Paul & Lensink, Sander & Hand, Maureen & Arapogianni, Athanasia & Cena, Alberto & Cory, Karlynn & Geissmann, Markus & Hammes, Klaus & Luxembourg, Stefan & Sanchez, Angeles Mora & James-Smith, Edward & Wallasch, Jan & Wilczek (2011), "Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy", IEA Wind Task 26, WP1, NREL – National Renewable Energy Laboratory, Technical Report.

Shepherd, William & Zhang, Li (2011), "Electricity Generation Using Wind Power", World Scientific Publishing, Singapore.

Sipilä, Markku & Sten, Johan & Horsmanheimo, Seppo & Dufva, Tommi & Tuomimäki, Lotta & Toivanen, Hans (2011b), "Tuulivoimaloiden vaikutus valvontasensoreihin – Loppuraportti", VTT:n tutkimusraportti 70477.

Sipilä, Markku (2011a), "Tuulivoimaloiden vaikutus valvontasensoreihin – Infrapunavaikutukset", VTT:n tutkimusraportti 70477.

Sitra (2012), "Aurinkosähkön ja muun uusiutuvan sähkön pientuotannon edistäminen Suomessa", Keskustelupaperi, 31.8.2012. Saatavissa: <http://www.sitra.fi/>

Spanish Wind Energy Association (AEE) (2013). [Viitattu 14.8.2013]. Saatavissa: <http://www.aeolica.org/>

STY – Suomen Tuulivoimayhdistys (2013), STY internetsivut. [Viitattu 14.11.2013]. Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/>

Suomen ympäristökeskus (2009), "Katsaus tuulivoimarakentamisen kaavoitus-, YVA- ja lupamenettelyihin", SYKE, kevät 2009. Saatavissa: <http://energia.fi/>

Swedish Energy Agency (Energimyndigheten) (2012). [Viitattu 14.8.2013]. Saatavissa: <http://www.energimyndigheten.se/>

SYKE = Suomen ympäristökeskus

- Tammelin, Bengt & Vihma, Timo & Atlaskin, Evgeny & Badger, Jake & Fortelius, Carl & Gregow, Hilppa & Horttanainen, Matti & Hyvönen, Reijo & Kilpinen, Juha & Latikka, Jenni & Ljungberg, Karoliina & Mortensen, Niels Gylling & Niemelä, Sami & Ruosteenoja, Kimmo & Salonen, Kirsti & Suomi, Irene & Venäläinen, Ari (2013), "*Production of the Finnish Wind Atlas*", Wind Energy, 16 (2013), pp. 19–35.
- Tarasti, Lauri (2013), "Tuulivoimaa edistämään", Lauri Tarastin selvitys 13.4.2012, Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja, Energia ja ilmasto 21/2012. Saatavissa: <http://www.tem.fi/>
- Teknologiateollisuus (2010), "Lausunto syöttötariffia koskevasta hallituksen esityksestä", Teknologiateollisuus ry:n lausunto 31.3.2010. Saatavissa: <http://www.tem.fi/>
- Toke, David (2007), "*Renewable financial support systems and cost-effectiveness*", Journal of Cleaner Production, 15 (2007), pp. 280–287.
- Tuotantotukilaki ks. laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta
- Turkia, Ville & Holttinen, Hannele (2013), "Tuulivoiman tuotantotilastot – vuosiraportti 2011", VTT Technology 74, Espoo.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2009a), "Ehdotus tuulivoiman syöttötariffiksi – Syöttötariffityöryhmän väliraportti", Helsinki. Saatavissa: <http://www.tem.fi/>
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2009b), "Syöttötariffityöryhmän loppuraportti; Ehdotus tuulivoimalla ja biokaasulla tuotetun sähkön syöttötariffiksi", Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja Teema x/2008, Edita Publishing OY, Helsinki. Saatavissa: <http://www.tem.fi/>
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2010), "Energiakatsaus 1/2010", Työ- ja elinkeinoministeriön energiaosasto. Saatavissa: <http://www.tem.fi/>
- Työ- ja elinkeinoministeriön energiaosasto (2009), "Energian kysyntä vuoteen 2030 – arvioita sähkön ja energian kulutuksesta", Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja, 10.11.2009. [Viitattu 14.5.2013]. Saatavissa: <http://www.tem.fi/>

Työ- ja elinkeinoministeriön tiedotteet (energia) (2013), ”Strategiapäivitys: Lisätoimia energia- ja ilmastotavoitteiden toteuttamiseen”. [Viitattu 14.5.2013]. Saatavissa: <http://www.tem.fi/>

Utility Week (2010), ”Finland's wind sector finds itself becalmed as feed-in tariff fails to materialise”, 23.2.2010. [Viitattu 11.4.2013]. Saatavissa: <http://www.utilityweek.co.uk/>

Vakkilainen, Esa & Kivistö, Aija & Tarjanne, Risto (2012), ”Sähkön tuotantokustannusvertailu”, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tutkimusraportti 27, Lappeenranta.

Valtionavustuslaki 688/2001, 27.7.2001/688. [Viitattu 25.8.2013].

Valtioneuvoston asetus 1313/2007, ”Valtioneuvoston asetus energiatuen myöntämisen yleisistä ehdoista”, 20.12.2007. [Viitattu 23.10.2013].

Valtioneuvoston asetus 1397/2010, ”Valtioneuvoston asetus uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta”, 30.12.2010. [Viitattu: 18.9.2013].

Valtioneuvoston asetus 258/2011, ”Valtioneuvoston asetus uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta annetun lain eräiden lainkohtien voimaantulosta”, 24.3.2011. [Viitattu 19.3.2013].

Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle (2008), ”Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia”, 6.11.2008. Saatavissa: <http://www.tem.fi/>

Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle (2013), ”Kansallinen energia- ja ilmastostrategia”, 20.3.2013 Saatavissa: <http://www.tem.fi/>

Valtiontalouden tarkastusvirasto (2010), ”Uusiutuvien energiamuotojen edistäminen”, Valtiontalouden tarkastusviraston tuloksellisuustarkastuskertomus 213/2010, Edita Prima Oy, Helsinki 2010.

VNS = Valtioneuvoston selonteko

VTT – Suomen tuulivoimatilastot (2013), VTT internetsivut. [Viitattu 19.3.2013 ja 27.3.2013]. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/proj/windenergystatistics/>

VTV = Valtiontalouden tarkastusvirasto

Wang, King Min & Cheng, Yu Ju (2012), "*The Evolution of feed-in tariff policy in Taiwan*",
Energy Strategy Reviews, 1 (2012), pp. 130–133.

Wpd Finland Oy & Motiva Oy (2010), "Tuulen voimalla Suomessa", Lönnberg Print 06/2010
Saatavissa: http://motiva.fi/files/3322/Tuulen_voimalla_Suomessa.pdf

Liitteet

Liite 1. Yhteenvedo syöttötariffijärjestelmän laitoksista 1.10.2013

Voimalaitos	Sähköntuottaja	Kunta	Nimellisteho (kVA)	Arvioitu vuosituotanto (MWh/a)	Tukimäärä (€)	Tuotanto pl. omakäyttö (MWh)	Tukeen oikeutettu tuotanto (MWh)	Hyväksymis- päätöksen pvm
TW Tahkoluoto 1	Tuuliwatti Oy	Pori	3 438,00	10 274,00	1 067 573,49	16 660,38	16 660,38	30.5.2011
Summa 1	Haminan Energia Oy	Hamina	3 683,00	6 750,00	587 827,12	8 710,46	8 710,46	22.6.2011
Summa 2	Haminan Energia Oy	Hamina	3 683,00	7 006,00	598 939,37	8 804,70	8 804,70	22.6.2011
Summa 3	Haminan Energia Oy	Hamina	3 683,00	7 180,00	880 523,47	13 105,84	13 105,84	22.6.2011
Summa 4	Haminan Energia Oy	Hamina	3 683,00	7 356,00	841 770,80	12 551,17	12 551,17	22.6.2011
TW Onkalonperä 1	Tuuliwatti Oy	Simo	11 001,00	29 075,00	2 178 201,11	32 184,67	32 184,67	23.1.2012
TW Putaankangas 1	Tuuliwatti Oy	Simo	11 001,00	28 023,00	1 944 755,02	28 728,80	28 728,80	23.1.2012
Ajos II	Innopower Oy	Kemi	17 190,00	50 720,00	1 744 334,54	33 889,80	33 889,80	25.5.2012
Puuska tuuli voimapuisto	Rajakirri Oy	Tornio	33 777,78	105 100,00	5 626 315,70	84 505,60	84 505,60	25.5.2012
Raahen T6, T7, T8, T9	Suomen Hyötytuuli Oy	Raahen	10 400,00	27 000,00	1 157 959,93	19 321,65	19 321,65	6.6.2012
Hamina Mäkelänkangas	Suomen Voima Oy	Hamina	8 400,00	20 540,00	221 023,71	3 446,11	3 446,11	9.8.2012
Tw Olhava 1	Tuuliwatti Oy	li	29 336,00	77 600,00	2 301 181,37	35 851,65	35 851,65	4.10.2012
TW Tervola 1	Tuuliwatti Oy	Tervola	36 670,00	95 545,00	1 443 588,27	22 285,37	22 285,37	4.10.2012
Tuulipuisto Ristiveto	Oy Perhoniemi Ab	Merijärvi	15 684,00	56 127,00	796 460,20	12 352,15	12 352,15	8.11.2012
Sumituuli 1	Sumituuli Oy	Kemi	2 100,00	7 000,00	220 064,71	3 430,06	3 430,06	26.11.2012
TuuliMuukko	TuuliMuukko Ky	Lappeenranta	22 050,00	40 557,00	61 900,81	946,93	946,93	26.2.2013
PirttiSelkä	Puhuri Oy	Raahen	24 661,00	88 800,00	0,00 €	0,00	0,00	28.5.2013
Kirkkokallio 1	Honkajoen Tuulipuisto Ky	Honkajoki	2 980,00	7 889,00	0,00 €	0,00	0,00	20.8.2013
Kirkkokallio 2	Honkajoen Tuulipuisto Ky	Honkajoki	2 980,00	7 889,00	0,00 €	0,00	0,00	20.8.2013
Kirkkokallio 3	Honkajoen Tuulipuisto Ky	Honkajoki	2 980,00	7 889,00	0,00 €	0,00	0,00	20.8.2013
Kirkkokallio 4	Honkajoen Tuulipuisto Ky	Honkajoki	2 980,00	7 889,00	0,00 €	0,00	0,00	20.8.2013
Kirkkokallio 5	Honkajoen Tuulipuisto Ky	Honkajoki	2 980,00	7 889,00	0,00 €	0,00	0,00	20.8.2013
Kirkkokallio 6	Honkajoen Tuulipuisto Ky	Honkajoki	2 980,00	7 889,00	0,00 €	0,00	0,00	20.8.2013
Kirkkokallio 7	Honkajoen Tuulipuisto Ky	Honkajoki	2 980,00	7 889,00	0,00 €	0,00	0,00	20.8.2013
Kirkkokallio 8	Honkajoen Tuulipuisto Ky	Honkajoki	2 980,00	7 889,00	0,00 €	0,00	0,00	20.8.2013
Kirkkokallio 9	Honkajoen Tuulipuisto Ky	Honkajoki	2 980,00	7 889,00	0,00 €	0,00	0,00	20.8.2013
Mussalon tuuli voimalat	Kotkan Energia Oy	Kotka	4 700,00	16 960,00	0,00 €	0,00	0,00	23.8.2013
Simo Leipiö 1	Tuuliwatti Oy	Simo	20 000,00	56 454,00	0,00 €	0,00	0,00	29.8.2013
Tw ii Olhava 1	Tuuliwatti Oy	li	12 804,00	32 592,00	0,00 €	0,00	0,00	29.8.2013
Yhteensä		Yhteensä	304 764,78	841 660,00	21 672 419,62	336 775,34	336 775,34	

Lähde: EMV 2013b

Liite 2. Tuulivoimalan parametrit eri alueilla

Tyypillisiä arvoja eri paikoille	Rannikko	Tunturit	Sisämaan parhaat paikat	Merellä
Tekniset parametrit				
Investointikustannukset (€/kWh)	1300	1400	1400	2500
Huipunkäyttöaika (h/a)	2400	2500	2100	3300
Laitosten tekninen käyttöikä (a)	20	20	20	20
Käyttö- ja huoltokustannukset (e/kW,a)	26	35	28	75
Tasehallinnan kustannukset (€/MWh)	2	2	2	2
Sähkön markkinahinta (€/MWh)	50	50	50	50
Taloudelliset parametrit				
Kiinteistöveron kuluerä (€/MWh)	1.4	1.6	1.6	2
Oman pääoman osuus (%)	30	30	30	30
Oman pääoman tuottovaatimus (%)	10	10	10	10
Lainapääoman korko (%)	5	5	5	5
Kirjanpidollinen poistoaika (a)	15	15	15	15
Laina-aika (a)	12	12	12	12
Tuen maksatusaika (a)	12	12	12	12
Tarvittava tariffitaso (€/MWh)	76.8	83.2	96.8	118.9
Maksettava tariffi, jos sähkön hinta 50 €/MWh (€/MWh)	26.8	33.2	46.8	58.9

Lähde: TEM 2009a, VTT